



**Definición, dimensionamiento y
remuneración de la necesidad de
flexibilidad para el mercado
nacional de Chile**

Informe Final

Preparado para:



SEPTIEMBRE 2025

P131-24

Tabla de Contenidos

TABLA DE CONTENIDOS.....	2
FIGURAS.....	9
TABLAS.....	14
ACRÓNIMOS	16
I. INTRODUCCIÓN	23
1. CONTEXTO DEL PROYECTO	23
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	24
2.1. Objetivos del estudio	24
2.2. Alcances del informe final.....	25
3. RESUMEN EJECUTIVO	25
II. ASPECTOS RELEVANTES DE LA FLEXIBILIDAD.....	29
1. DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE FLEXIBILIDAD.....	29
2. RELACIÓN ENTRE CONFIABILIDAD Y FLEXIBILIDAD	31
2.1. El concepto de confiabilidad	31
2.2. Flexibilidad como habilitador de la confiabilidad.....	31
3. DIMENSIONES DE LA FLEXIBILIDAD	32
4. FUENTES DE FLEXIBILIDAD	37
5. COSTO-EFECTIVIDAD DE LAS SOLUCIONES DE FLEXIBILIDAD	40
6. CONCLUSIONES	40
III. EXPERIENCIA INTERNACIONAL	42
1. ALBERTA.....	42
1.1. Visión general del sector eléctrico en Alberta	42
1.2. Mercado de contratos de electricidad en Alberta	43
1.3. Mercado spot en Alberta.....	43
1.4. Servicios auxiliares	44
1.5. Flexibilidad en Alberta.....	48
1.6. Atributos de flexibilidad.....	50
2. AUSTRALIA.....	53
2.1. Visión general del sector eléctrico australiano	53
2.2. Mercados de contratos de electricidad en el NEM	55

2.3.	Mercado <i>spot</i> en el NEM	56
2.4.	Servicios Auxiliares en el NEM.....	57
2.5.	Flexibilidad en el NEM	61
2.6.	Atributos de flexibilidad en Australia”.....	62
3.	CALIFORNIA	65
3.1.	Visión general del sector eléctrico en California	65
3.2.	Mercado de contratos de electricidad en CAISO	67
3.3.	Mercado <i>Spot</i> en CAISO	68
3.4.	Servicios Auxiliares.....	68
3.5.	Flexibilidad en CAISO.....	71
3.6.	Atributos Flexibilidad California	74
4.	ESPAÑA	77
4.1.	Visión general del Sector eléctrico en España.....	77
4.2.	Mercado de contratos en España	78
4.3.	Mercado <i>spot</i> en España.....	80
4.4.	Servicios Auxiliares.....	83
4.5.	Aspectos claves de la flexibilidad del mercado español”	91
4.6.	Atributos de flexibilidad en España	93
5.	REINO UNIDO	94
5.1.	Evolución y principales reformas del sector eléctrico en Reino Unido	94
5.2.	Características del Sistema eléctrico	95
5.3.	Mercado de contratos largo plazo	98
5.4.	Mercado de corto plazo	98
5.5.	Balancing	101
5.6.	Aspectos claves de la Flexibilidad en Reino Unido”	109
5.7.	Atributos Flexibilidad en Reino Unido	113
6.	RESUMEN ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD.....	115
6.1.	Definición de atributos de flexibilidad	116
6.2.	Estado de avance de los atributos por país o estado	118
7.	CONCLUSIONES	120
IV.	ESTUDIOS PREVIOS RELACIONADOS CON FLEXIBILIDAD.....	122
1.	ESTUDIO DE OPERACIÓN Y DESARROLLO DEL SEN SIN CENTRALES A	

CARBÓN	122
2. ESTUDIO: ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS FUTUROS DE FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	124
3. ESTUDIO PARA EL PERFECCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL EN CHILE.....	126
4. CAMBIOS AL MERCADO Y A LA REGULACIÓN ELÉCTRICA PARA UNA DESCARBONIZACIÓN PROFUNDA: LÍNEAS DE ACCIÓN A CORTO PLAZO ...	128
5. PROPUESTA PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN EL CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA	128
6. HOJA DE RUTA PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ACELERADA	129
7. DISEÑO DE MERCADO BASADO EN OFERTAS PARA CHILE: PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	130
8. HACIA UN SISTEMA 100% RENOVABLE CON ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN	131
9. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE DESEMPEÑO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	131
10. DISEÑO DE DETALLE PARA EL PERFECCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL EN LA TRANSICIÓN A UN MERCADO DE OFERTAS .	133
11. ESTUDIO SOBRE LA INTEGRACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	134
12. HOJA DE RUTA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ACELERADA (ACTUALIZACIÓN, DICIEMBRE 2024)	135
13. RECOMENDACIONES REGULATORIAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA EN CHILE	136
14. MEDIDAS Y TECNOLOGÍAS PARA LA ESTABILIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN EL CONTEXTO DE LA DESCARBONIZACIÓN	137
15. CONCLUSIONES	138
15.1. Flexibilidad del sistema	138
15.2. Mercado basado en ofertas y formación de precios	138
15.3. Diseño, remuneración y desempeño de los SSCC.....	139
15.4. Participación de la demanda y agregación	139
15.5. Almacenamiento	139
15.6. Transmisión, estabilidad y soporte de red	139
15.7. Planificación y gobernanza del sistema.....	140
15.8. Metodologías de evaluación y monitoreo	140
V. ANÁLISIS CRÍTICO DE LA SITUACIÓN DEL SEN	141

1. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO EN CHILE.....	141
1.1. Mercado de contratos en el SEN	142
1.2. Mercado <i>spot</i> en el SEN	143
1.3. Servicios complementarios en el SEN.....	144
1.4. Pagos por Potencia de Suficiencia	155
2. ESTRATEGIA DE FLEXIBILIDAD	155
2.1. Definición de flexibilidad adoptada en la Estrategia.....	155
2.2. Diagnóstico de la situación actual	156
2.3. Ejes y medidas adoptados	160
3. DESCRIPCIÓN DE LA REGULACIÓN VIGENTE	162
3.1. Principales Reformas de la Ley en materia de flexibilidad.....	162
3.2. Reglamentos.....	165
3.3. Normas Técnicas	169
3.4. Otros Instrumentos	170
4. ENTREVISTAS A ACTORES RELEVANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO	172
4.1. Definición del concepto de flexibilidad	173
4.2. Relación entre confiabilidad y flexibilidad.....	174
4.3. Atributos de flexibilidad.....	177
4.4. Diagnóstico de la Flexibilidad en el mercado eléctrico chileno	183
4.5. Aspectos regulatorios.....	188
4.6. Evolución de los sistemas eléctricos.....	194
5. CONCLUSIONES	199
5.1. Desafíos estructurales y regulatorios	199
5.2. Dependencia de tecnologías convencionales y barreras para emergentes....	200
5.3. Vacíos regulatorios en la valorización de atributos de flexibilidad	200
5.4. Restricciones en transmisión y necesidad de soluciones flexibles	200
5.5. Almacenamiento y generación distribuida: interés creciente, participación marginal.....	200
5.6. Potencial de la demanda flexible.....	200
5.7. Pronósticos renovables: debilidades y necesidad de mejoras.....	201
5.8. Necesidad de modernización normativa e institucional	201
5.9. Avanzar hacia un mercado de ofertas.....	201

VI CONTRIBUCIÓN DE CADA TECNOLOGÍA A LOS ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD	
.....	202
 1. FLEXIBILIDAD GLOBAL.....	205
1.1. Indicador NFI Global 2024	205
1.2. Aplicación del Indicador de Necesidad de Capacidad Flexible (CAISO) al SEN 209	
 2. FORTALEZA DE RED	211
2.1. Escenario de corto plazo	213
2.2. Escenario 2030 y 2035	215
 3. INERCIA	216
 4. RESERVAS.....	222
4.1. Evolución del aporte de CPF en Chile	224
4.2. Evolución del aporte de CSF en Chile	227
4.3. Evolución del aporte de CTF en Chile	230
4.4. Indicadores de Reserva	232
4.5. Evolución de las reservas operativas	234
 5. RAMPA.....	236
5.1. Ingreso de generación con fuente de recurso variable	236
5.2. Análisis de rampas 2021 - 2024	239
5.3. Rampas subida horaria por tecnología	243
5.4. Rampas proyectadas para 2025	245
5.5. Rampas proyectadas para 2030	246
5.6. Índice de evaluación de rampas	248
 6. CONCLUSIONES	257
VII. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y RECAUDACIÓN ASOCIADA A UN NUEVO MERCADO O SSCC	259
 1. INTRODUCCIÓN	259
 2. PRINCIPIOS RECTORES EN EL MERCADO ELÉCTRICO	261
 3. PROPUESTAS DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD.....	262
3.1. Opción 1: Mercado de Largo Plazo	263
3.2. Opción 2: Certificados de Flexibilidad.....	265
3.3. Opción 3: Mercado de Corto Plazo	267
 4. PROPUESTAS DE ESTRATEGIAS PARA MITIGAR LOS ERRORES DE	

PRONÓSTICOS	271
4.1. Opción 1: Mercado de desvíos.....	271
4.2. Opción 2: reparto de costos de herramientas de pronósticos.....	273
5. PROPUESTAS DE MODIFICACIONES A LA REGULACIÓN VIGENTE	276
5.1. Marco Normativo de la planificación del sistema de transmisión	276
5.2. Marco Normativo de la remuneración de los sistemas de transmisión	283
5.3. Marco regulatorio del sistema de distribución de electricidad	284
6. RESUMEN DE LAS PROPUESTAS	290
7. HOJA DE RUTA	294
7.1. Etapa I (2026–2027) – Ajustes habilitantes y pilotos	294
7.2. Etapa II (2028–2030) – Consolidación y expansión	295
7.3. Etapa III (2031 en adelante) – Mercado integral y modernización estructural	
296	
VIII CONCLUSIONES	297
ANEXO 1: ATRIBUTOS DE FLEXIBILIDAD	299
1. METRICAS GLOBALES	299
1.1. Normalized Flexibility Index (NFI)	299
1.2. NFI por tecnología - 2024.....	301
2. INERCIA	306
2.1. Revisión inercias del Norte Grande	306
3. RESERVAS.....	308
3.1. Reserva primaria de frecuencia en el SEN.....	308
3.2. Aporte de potencia de las distintas unidades del SEN	311
4. RAMPAS.....	315
4.1. Análisis rampas subida horaria por tecnología	315
4.2. Análisis rampas subida en 3 horas.....	322
5. OTROS	325
5.1. Ciclado de máquinas.....	325
6. ANÁLISIS DE INFORMACIÓN 15 MINUTAL.....	327
6.1. Rampas cada 15 min	327
6.2. Aporte de centrales a rampas de subida 15 min.	329
ANEXO 2: ANÁLISIS DEL DIMENSIONAMIENTO ACTUAL DE RESERVAS	331

1. METODOLOGÍA ACTUAL DE CÁLCULO DE RESERVAS (CSF + CTF).....	331
1.1. Determinación de la Reserva para CSF:	332
1.2. Determinación de la Reserva para CTF:	333
2. HALLAZGOS DEL ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS..	334
3. PROPUESTA DE NUEVO SERVICIO COMPLEMENTARIO DE FLEXIBILIDAD	
336	

Figuras

Figura 1. Dimensiones geográficas y temporales de la flexibilidad	32
Figura 2. Relación entre demanda residual y ERV	33
Figura 3. Relación demanda residual y ERV en diferentes escalas temporales	34
Figura 4. Flexibilidad operacional para diferentes escalas temporales	36
Figura 5. Soluciones de flexibilidad dependiendo del alcance geográfico	38
Figura 6. Relación entre el tipo de medida y costos asociados	40
Figura 7. Servicios Auxiliares en Alberta	45
Figura 8. Sistemas eléctricos en Australia	53
Figura 9 Evolución de la matriz de generación en el NEM	54
Figura 10. Clasificaciones de SSAA en Australia	57
Figura 11 Control de frecuencia ante contingencias mediante servicios de contingencia	58
Figura 12. Evolución de la capacidad instalada por tipo de combustible	66
Figura 13. Evolución de generación por tipo de combustible	66
Figura 14. Curva de demanda neta diaria -marzo y mayo (2015-2023) en GW	67
Figura 15. Servicios Auxiliares - CAISO	69
Figura 16. Activación Servicios de Frecuencia- CAISO	70
Figura 17. Evolución de la capacidad Instalada por tipo de tecnología en España	77
Figura 18. Evolución de la generación por tipo de tecnología en España	78
Figura 19. Evolución de la participación de la energía renovable	78
Figura 20. Volumen anual de energía transado en los mercados en el 2017	79
Figura 21. Resumen mercado <i>spot</i>	80
Figura 22. Horarios de las subastas intradiarias	81
Figura 23. Horarios de Negociación del Mercado	82
Figura 24. Servicios de Balance	84
Figura 25 Distribución anual de energía en balance.....	87
Figura 26 Necesidades de energía cubiertas en los servicios de ajuste	90
Figura 27. Evolución capacidad instalada 1996-2023.....	96
Figura 28. Participación de la generación de ERV por país	96
Figura 29. Distribución de centrales de generación (mayo 2024)	97
Figura 30. Distribución geográfica de transmisoras y distribuidoras en Reino Unido.....	98

Figura 31. Subastas y trading continuo en day-ahead e intraday markets.....	100
Figura 32. Volúmenes de energía transados el 8 de noviembre de 2023	100
Figura 33. Precio promedio (£/MWh) transados el 8 de noviembre de 2023	101
Figura 34. Bids y offers instruidas entre enero 2021 y diciembre 2023	102
Figura 35. Balancing services- NESO.....	103
Figura 36. Costos servicios de balance entre enero 2021 y diciembre 2023.....	105
Figura 37. Requerimientos de flexibilidad en diferentes temporalidades	110
Figura 38. Áreas contenidas en la Hoja de ruta de NESO	112
Figura 39. Esquema de la metodología del estudio.....	123
Figura 40. Esquema de diseño e implementación de mercados eléctricos.....	125
Figura 41 Sistemas eléctricos en Chile.....	141
Figura 42 Evolución de la generación en el SEN	142
Figura 43 Clasificación de los SSCC en Chile	146
Figura 44 Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia	147
Figura 45 Adjudicación de Servicios de Control de Frecuencia en Chile	148
Figura 46 Proceso de cooptimización	153
Figura 47. Imagen ilustrativa de los fenómenos de flexibilidad operativa	157
Figura 48. Diagnóstico de la Flexibilidad	158
Figura 49.Elementos del marco normativo relacionados con Flexibilidad	162
Figura 50. Atributos de Flexibilidad	177
Figura 51. Estado actual de la flexibilidad en el sistema	184
Figura 52. Estado actual de la coordinación entre instituciones	185
Figura 53. Aspectos positivos de la regulación	189
Figura 54. Barreras Regulatorias identificadas	191
Figura 55. Visión de futuro del SEN.....	194
Figura 56. Rol digitalización y nuevas tecnologías	197
Figura 57. Metodología identificación atributos	204
Figura 58. Necesidad de Flexibilidad para el SEN	208
Figura 59. Necesidad de Flexibilidad para el SEN	211
Figura 60 Participación ERV vs Convencional en las Zonas operativas del CEN	214
Figura 61. Inercia sistémica de los programas diarios de operación.....	218
Figura 62. Dispersión de la Inercia por unidad/configuración (Mayores a 350 MVA-s) ..	219

Figura 63. Inercia sistémica de los programas diarios de operación.....	220
Figura 64. Inercia sistémica de los programas diarios de operación.....	221
Figura 65. Disponibilidad horaria programada CPF+@10s	225
Figura 66. Disponibilidad horaria programada CPF+@5m.....	226
Figura 67. Participación por recurso en el aporte de disponibilidad del CPF+	227
Figura 68. Disponibilidad horaria programada CSF+.....	228
Figura 69. Participación por recurso aporte de disponibilidad del CSF+	229
Figura 70. Disponibilidad horaria programada CTF+	231
Figura 71. Participación por recurso aporte de disponibilidad del CTF+	232
Figura 72. Disponibilidad de energía para Servicios complementarios e índice de aporte hidroeléctrico	233
Figura 73. Capacidad neta acumulada por año [MW].....	237
Figura 74. generación mensual TWh	238
Figura 75. Información Generación CEN	238
Figura 76. Rampas máximas por año de subida y bajada	239
Figura 77. Rampas horarias ordenadas de mayor a menor años 2021 - 2024.....	240
Figura 78. Cantidad de Rampas de subida sobre los MW que se indican	241
Figura 79. Cantidad de Rampas de bajada sobre los MW que se indican	241
Figura 80. Rampas horarias de generación solar ordenada de mayor a menor	242
Figura 81. Máximas rampas de subida diaria año 2024.....	243
Figura 82. Participación por tecnología de máximas rampas diarias 2024.....	244
Figura 83. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2024	245
Figura 84. Máximas rampas de subida diaria año 2030	247
Figura 85. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2030	247
Figura 86. Participación por tecnología en el indicador de magnitud de rampas horarias 2024	250
Figura 87. Pesos relativos de evaluación de las métricas.....	252
Figura 88. Mecanismos de flexibilidad propuestos	260
Figura 89. Principios rectores remuneración y recaudación.....	261
Figura 90. Precios sombra de los requerimientos de SSCC 29-09-2025	271
Figura 91: Cálculo del Vector de Desvíos	272
Figura 92: Cálculo del indicador MAPE para Agosto-2025 - Coordinador.....	274
Figura 93. Resumen Hoja de Ruta.....	294

Figura 94. NFI por unidad que puede aportar rampa	299
Figura 95. Dispersión de Potencia Máxima vs NFI	301
Figura 96 Variación de velocidades sincrónicas ante la pérdida de 400 MW de generación.	
.....	308
Figura 97. Extrapolación para la obtención de la reserva requerida en cada escenario operativo.....	310
Figura 98. Perfil de frecuencia estandarizado para evaluar el aporte de potencia a los 10 s y a los 300 s	311
Figura 99. Frecuencia medida	312
Figura 100. Aporte total de potencia.....	313
Figura 101. Frecuencia medida.....	314
Figura 102. Aporte total de potencia.....	315
Figura 103. Máximas rampas de subida diaria año 2021	316
Figura 104. Máximas rampas de subida diaria año 2022	316
Figura 105. Máximas rampas de subida diaria año 2023	317
Figura 106. Máximas rampas de subida diaria año 2024	317
Figura 107. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2021 .	318
Figura 108. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2022 .	318
Figura 109. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2023 .	319
Figura 110. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2024 .	319
Figura 111. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2021	320
Figura 112. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2022	321
Figura 113. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2023	321
Figura 114. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2024	322
Figura 115. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2021 (3R)	323
Figura 116. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2022 (3R)	323
Figura 117. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2023 (3R)	324
Figura 118. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2024 (3R)	324
Figura 119. prendidos promedios de centrales con gas natural por tipo	326
Figura 120. prendidos promedio de centrales diésel por tipo	326
Figura 121. prendidos promedio de centrales vapor-carbón	327
Figura 122. Máximas rampas diarias de cuarto de hora, una hora y tres horas.	328
Figura 123 Aporte por tecnología de las 20 unidades con mayor presencia en rampas de	

subida de las 52 máximas rampas del segundo semestre 2024	330
Figura 124 Metodología para la determinación del CSF en Chile.....	333
Figura 125 Metodología para la determinación del CTF en Chile	334
Figura 126Cumplimiento de frecuencia en el SEN y participación hidroeléctrica	335
Figura 127 Cumplimiento de estándar normativo de frecuencia en el SEN 2022.....	335
Figura 128 Horas anuales de frecuencia en el SEN 2022	336

Tablas

Tabla 1. Definiciones de flexibilidad y foco principal de cada organismo	30
Tabla 2. Diferentes escalas temporales de la flexibilidad en el sistema eléctrico	35
Tabla 3. Hardware e infraestructura por categorías de recursos de flexibilidad técnica para diferentes escalas temporales	39
Tabla 4. Principales Características de los Servicios Auxiliares en Alberta.....	47
Tabla 5. Características de los SSAA en Australia.....	60
Tabla 6. Precios máximos y umbrales.....	83
Tabla 7. Precios servicios balance	87
Tabla 8. Servicios de balance en Reino Unido	106
Tabla 9. Estado de avance de los atributos por país/Estado.....	119
Tabla 10. Criterios de clasificación	120
Tabla 11. Características de los SSCC de Control de Frecuencia.....	147
Tabla 12. Ofertas técnicas adjudicadas	150
Tabla 13. Ofertas económicas adjudicadas	150
Tabla 14. Características de los SSCC en Chile	152
Tabla 15. Medidas propuestas en la Estrategia de Flexibilidad	161
Tabla 16. Participantes entrevista	173
Tabla 17. Principales características de la confiabilidad y flexibilidad	176
Tabla 18. Principales cambios regulatorios propuestos	193
Tabla 19. Flexibilidad por tecnología, línea base NFI Global 45%	207
Tabla 20. Métrica Necesidad de Flexibilidad para el SEN	210
Tabla 21. ESCR escenarios analizados 2025.	214
Tabla 22. ESCR escenarios analizados 2030 y 2035.	216
Tabla 23. Capacidad neta acumulada por año [MW]	237
Tabla 24. Rampas máximas mensuales simuladas en Plexos en 1 y 3 horas (1R y 3R)	246
Tabla 25. Indicador de magnitud de rampas horarias 2024	249
Tabla 26. Propuesta de métricas a considerar	252
Tabla 27. Evaluación del indicador de rampa compuesta para 22 unidades del SEN (Métricas a considerar)	254
Tabla 28. Cálculo del indicador de rampa compuesta para 22 unidades del SEN	256
Tabla 29. Resumen de indicadores calculados para el SEN en el 2024	257

Tabla 30 Resumen Mecanismos de Flexibilidad 1	291
Tabla 31 Resumen Mecanismos de Flexibilidad 2	292
Tabla 32. NFI – Carbón	302
Tabla 33. NFI – Diésel	303
Tabla 34. NFI – Gas Natural	304
Tabla 35. NFI – Hidroeléctricas.....	305
Tabla 36. Inercia sistémica escenarios 2025	307
Tabla 37. Reserva Requerida a los 10 segundos en función de la generación bruta del SEN y la inercia sistémica, generación desconectada 400 MW	309
Tabla 38. Reserva Requerida a los 300 segundos en función de la generación bruta del SEN y la potencia desconectada	309
Tabla 39. Reservas de potencia necesarias en escenarios analizados.....	310
Tabla 40. Parámetros del perfil de frecuencia estandarizado.....	311
Tabla 41. Rampas máximas de generación horaria por mes en el segundo semestre 2024	327
Tabla 42. Rampas máximas de generación en tres horas por mes en el segundo semestre 2024.....	328
Tabla 43. Aporte de unidades a máximas rampas de 15 minutos de los 52 máximos registro del semestre	329
Tabla 44. Máximos registros de rampas de subida en 15 minutos	330

Acrónimos

- AAH:** Horas de evaluación de disponibilidad, por sus siglas en inglés
- ACER:** EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- AGC:** Control Automático de Generación, por sus siglas en inglés
- AEMO:** Australian Energy Market Operator
- AER:** Australian Energy Regulator
- AESO:** Alberta Electric System Operator (Alberta, Canadá)
- AR:** Aislamiento Rápido
- ARENA:** Australian Renewable Energy Agency
- ASX:** Australian Securities Exchange
- AUC:** Alberta Utilities Commission
- AUD:** Dólar australiano, por sus siglas en inglés
- AVR:** Regulador Automático de Voltaje, por sus siglas en inglés
- BESS:** Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías, por sus siglas en inglés
- BETTA:** Acuerdos británicos de comercialización y transmisión de electricidad, por sus siglas en inglés (Reino Unido)
- BID:** Banco Interamericano de Desarrollo
- BM:** Mecanismo de Balance, por sus siglas en inglés
- BME:** Bolsa de Mercados Españoles
- BOA:** Bid Offer Acceptance
- BSUoS:** Balancing Services Use of System
- CAD:** Dólar canadiense, por sus siglas en inglés
- CAES:** Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido, por sus siglas en inglés
- CAISO:** California Independent System Operator
- CAPEX:** inversión de capital, por sus siglas en inglés
- CC:** Centro de Control
- CCGT:** Turbina de ciclo combinado, por sus siglas en inglés
- CDC:** Centro de Despacho y Control
- CDEC:** Centro de Despacho Económico de Carga
- CE:** Comisión Europea
- CEER:** Council of European Energy Regulators

CEGB: Central Electricity Generating Board (Reino Unido)

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional, Chile

CfD: Contratos por Diferencia

CFX: Certificados de Flexibilidad

CI: Cargas Interrumpibles

CM: Capacity Mechanism

CNE: Comisión Nacional de Energía, Chile

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (España)

CPF: Control Primario de Frecuencia

CPI: Consumer Prices Index, EE.UU.

CPUC: California Public Utilities Commission (California, EE.UU.)

CRF: Control Rápido de Frecuencia

CRRs: Derechos de Ingreso por Congestión, por sus siglas en inglés

CSP: Centrales solares de concentración, por sus siglas en inglés

CSF: Control Secundario de Frecuencia

CTF: Control Terciario de Frecuencia

CT: Control de Tensión

DAM: Mercado del día anterior, por sus siglas en inglés

DAME: Day-Ahead Market Enhancements

DDS: Dispatch Down Service (Alberta)

DER: Recurso Energético Distribuido, por sus siglas en inglés

DKIS: Darwin-Katherine Interconnected System (Australia)

DMC: Desconexión Manual de Carga

DRRS: Demand Response Registration System (California)

DSO: Operador del sistema de distribución, por sus siglas en inglés

DSR: Respuesta del Lado de la Demanda, por sus siglas en inglés

DTS: tarifa Demand Transmission Service (Alberta)

DUOS/TUOS: cargos por el uso del sistema de distribución/transmisión, por sus siglas en inglés

ED: Despacho Económico, por sus siglas en inglés

EDAC: Esquema de Desconexión Automática de Carga

EDAG/ERAG: Desconexión o Reducción Automática de Generación

EDAM: Mercado del día anterior extendido (California, EE.UU.), por sus siglas en inglés

EE: Eficiencia Energética

EEA: European Environment Agency

EENS: Energía no suministrada esprada, por sus siglas en inglés.

EEX-ECC: European Energy Exchange

EMR: Reforma del mercado eléctrico (Reino Unido), por sus siglas en inglés

ENCC: Energy National Control Centre (Reino Unido)

EPEX SPOT: European Power Exchange / inversión de repotenciación dependiendo del contexto

EPS: Estándar de Rendimiento de Emisiones (Reino Unido), por sus siglas en inglés

ERV: Energía Renovable Variable

ESA: Electrodomésticos Energéticamente Inteligentes, por sus siglas en inglés

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

ERCOT: Electric Reliability Council of Texas (EE.UU.)

ERNC: Energías Renovables No Convencionales (Chile)

ESA: Energy Smart Appliances

ESCR: Relación de cortocircuito equivalente, por sus siglas en inglés

ESB: Energy Security Board (Australia)

ESO: Electricity System Operator

EV: Vehículos Eléctricos

EU: Unión Europea, por sus siglas en inglés

EUR: Euro (moneda europea)

FACTS: Sistema de Transmisión de Corriente Alterna Flexible, por sus siglas en inglés

FCAS: Servicios de Control de Frecuencia (Australia)

FCNA: Flexible Capacity Needs Assessments

FCR: Reserva de Contención de Frecuencia

FERC: Federal Energy Regulatory Commission, EEUU

FRP: Flexible Ramping Product (CAISO, EE.UU.)

FV: Fotovoltaico

GB: Gran Bretaña

GFM: Controladores Grid Forming

GNL: Gas Natural Licuado

GPM-AG: Gremio de Pequeños y Medianos Generadores

HHI: Herfindahl-Hirschman Index (índice de concentración de mercado)

HVDC: Corriente continua de alta tensión, por sus siglas en inglés

ICE: Intercontinental Exchange

IDAs: Subastas Intradiarias, España

IEA: International Energy Agency

IGCC: International Grid Control Cooperation (Europa)

IRENA: International Renewable Energy Agency

ISCI: Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

ISGAN: International Smart Grid Action Network

ISO: Operador Independiente del Sistema, por sus siglas em inglés

ISO-NE: ISO New England (EE.UU.)

ISP: Integrated System Plan (Australia)

ISSCC: Informe de Servicios Complementarios

LCR: Local Capacity Requirements (California)

LDES: Almacenamiento de Energía de Larga Duración

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos

LMP: Precios Marginales Localizados, por sus siglas en inglés

LRA: Entidades Reguladoras Local, por sus siglas en inglés

LOLE: Es la Expectativa de Perdida de Carga, por sus siglas en ingles.

LSE: Entidad de Suministro de Carga, por sus siglas en inglés

LSSI: Shed Service for Imports (Alberta, Canadá)

MARI: Plataforma Manually Activated Reserves Initiative

MBAS: Market Benefit Ancillary Services (Australia)

MER: Mecanismo Excepcional de Resolución

MHHS: Implementación de la Liquidación Horaria Generalizada (Reino Unido), por sus siglas en inglés

MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidad (España-Portugal)

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica (España)

MSA: Market Surveillance Administrator (Alberta, Canadá)

MSSC: Contingencia más severa (California), por sus siglas en inglés

NEM: National Electricity Market (Australia)

NEMDE: NEM Dispatch Engine (Australia)

NEMO: Operador Nominado del Mercado Eléctrico, por sus siglas en ingles

NERC: Corporación de Confiability Eléctrica de América del Norte, por sus siglas en inglés

NESO: National Electricity System Operator (Reino Unido)

NETA: Nuevos Acuerdos de Comercialización de Electricidad (Reino Unido), por sus siglas en inglés

NFI: Normalized Flexibility Index

NIV: Volumen de desequilibrio neto, por sus siglas en inglés

NLCAS: Network Loading Control Ancillary Service (Australia)

NMAS: Network Management Ancillary Services (Australia)

NSAP: Network Stability Assessment Process (Reino Unido)

NSCAS: Network Support and Control Ancillary Service (Australia)

NT: North Territory Electricity Network (Australia)

NTCyO: Norma Técnica de Coordinación de la Operación

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

NTSSCC: Norma Técnica de Servicios Complementarios

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

OGEM: Office of Gas and Electricity Markets, Reino Unido

OLTC: Cambiadores de Tap en Carga, por sus siglas en inglés

PA: Partida Autónoma

PDCE/PDCC: Planes de Defensa contra Contingencias Extremas/Críticas

PDVD: Programa Diario Viable Definitivo

PJM: PJM Interconnection (EE.UU.)

PMG: Pequeño Medio de Generación (Chile)

PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuida (Chile)

PMU: Medidores Fasoriales de Estado, por sus siglas en inglés

PPA: Acuerdos de Compra de Energía, por sus siglas en inglés

PRS: Plan de Recuperación de Servicios

PSH: Almacenamiento Hidroeléctrico por Bombeo, por sus siglas en inglés

PSS: Estabilizador del Sistema de Potencia, por sus siglas en inglés

PST: Transformador de Cambio de Fase, por sus siglas en inglés

QLD: Queensland (Australia)

QNI: Queensland-New South Wales Interconnector

RCC: Relación de Cortocircuito

RCCE: Relación de Cortocircuito Equivalente

RCM: Reserve Capacity Mechanism

REE: Red Eléctrica de España

REER: Régimen Económico de Energías Renovables, España

REMA: Review of Electricity Market Arrangements (Reino Unido)

REP: Renewable Electricity Program

RMR: Contratos de confiabilidad obligatoria, por sus siglas en inglés

RoCOF: Tasa de variación de frecuencia, por sus siglas en inglés

RSI: Residual Supply Index

RSAS: Reliability and Security Ancillary Services

RTM: Real-Time Market

RUC: Residual Unit Commitment (California)

SA: South Australia

SA-NSW: South Australia – New South Wales

SAE: Sistema de Almacenamiento de Energía

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

SAIDI: Índice de duración media de interrupción, por sus siglas en inglés

SAIFI: Índice de frecuencia media de interrupción, por sus siglas en inglés

SCD: Supply Cushion Directives (Alberta)

SCL: nivel de cortocircuito, por sus siglas en inglés

SDAC: acoplamiento único diario (España) , por sus siglas en inglés

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile)

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

SIC: Sistema Interconectado Central (Chile, histórico)

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande (Chile, histórico)

SMIP: Smart Meter Implementation Programme

SPS: Esquemas de Protección Especial, por sus siglas en inglés

SRAS: System Restart Ancillary Services (Australia)

SSAA: Servicios Auxiliares

SSCC: Servicios Complementarios

SSMM: Sistemas Medianos (Chile)

STOR: Reserva operativa de corto plazo, por sus siglas en inglés

STATCOM: Compensador Síncrónico Estático, por sus siglas en inglés

STOR: Reserva operativa de corto plazo, por sus siglas en inglés

SVC: Compensador Estático de Reactivos, por sus siglas en inglés

SCR: Relación de Corto Circuito, por sus siglas en inglés

SWIS: South West Interconnected System (Australia)

S2F: Proyecto de Soluciones de Flexibilidad en Redes de Distribución, España

TG: Turbinas de Gas

TMR: Transmission Must-Run (Alberta)

TV: Cierre de ciclo Combinado

UC: Programación de unidades generadoras, por sus siglas en inglés

UCA: Utilities Consumer Advocate, Alberta

UE: Unión Europea

VGI: Vehicle Grid Integration (California)

VPPs: plantas virtuales de energía, Australia, por sus siglas en inglés

WAM: Sistema de Monitoreo de Área Amplia, por sus siglas en inglés

WECC: Western Electricity Coordinating Council (EE.UU.)

WEIM: Mercado de Desequilibrio Energético del Oeste (EE.UU.), por sus siglas en inglés

WEM: Wholesale Electricity Market (Australia)

I. Introducción

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en adelante e indistintamente “el Cliente”, impulsa el desarrollo de mecanismos eficientes para la definición, dimensionamiento y remuneración de la flexibilidad en el mercado eléctrico chileno. En línea con su compromiso con la transición energética en América Latina, el BID busca promover soluciones innovadoras que aseguren la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico ante una creciente participación de energías renovables.

En este marco, el Cliente ha contratado a GME para realizar un estudio técnico detallado sobre las necesidades de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile. El objetivo es evaluar y proponer metodologías que permitan cuantificar y valorizar los atributos de flexibilidad en el mercado eléctrico, considerando tanto experiencias internacionales como los desafíos específicos del país. A través de un análisis técnico y económico comparativo, se busca evidenciar la relevancia de mecanismos de remuneración adecuados para facilitar una integración eficiente de energías renovables y tecnologías de almacenamiento.

Excluida la introducción, el presente informe se organiza en ocho secciones que permiten comprender el contexto del mercado eléctrico chileno, los desafíos actuales en flexibilidad y las soluciones propuestas. El análisis se basa en información de dominio público, así como en estudios y metodologías desarrollados por GME.

1. Contexto del Proyecto

En la actualidad, el sector eléctrico chileno experimenta una transformación significativa debido a la masificación de fuentes de Energía Renovable Variable (ERV). Este cambio ha sido beneficioso tanto desde una perspectiva económica como ambiental, debido a que los costos de inversión en estas tecnologías han resultado decrecientes en el tiempo y además no generan emisiones contaminantes. Sin embargo, el crecimiento sustancial en la generación de ERV, la mayor presencia de generación distribuida, la gestión de demanda y el desarrollo del almacenamiento, plantean desafíos significativos en la operación del sistema eléctrico. Para abordar estos desafíos, es crucial contar con un SEN que disponga de los servicios necesarios para operar el sistema manteniendo el balance entre generación y demanda.

El marco regulatorio en Chile establece las transferencias económicas entre los diferentes agentes del mercado de corto plazo, reconociendo los atributos de suministro energético, suficiencia y servicios complementarios (SSCC). En particular el nuevo régimen del mercado de SSCC se introdujo en Chile a partir de la ley 20.936 del año 2016, que habilitó una nueva regulación para la prestación de SSCC, estableciendo la posibilidad de que dicha prestación se materialice mediante mecanismos de mercado en el SEN. El Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente el “Ministerio”, desarrolló entre los años 2019 y 2020 la Estrategia de Flexibilidad con el propósito de definir las acciones y cambios regulatorios necesarios que incentiven el desarrollo de los recursos flexibles requeridos por el SEN, de modo que éste se desarrolle en forma segura, eficiente y sostenible.

La Estrategia de Flexibilidad consideró 3 Ejes de Trabajo que establecieron como objetivos realizar mejoras al diseño actual del mercado eléctrico, a elementos del marco regulatorio

y a las prácticas operacionales del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con el objetivo de garantizar una mayor flexibilidad del sistema eléctrico. En particular, el eje “Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible”, cuyo objetivo correspondió a mejorar las señales del mercado respecto a la capacidad de los agentes de entregar flexibilidad al sistema, estableció las siguientes medidas:

- Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia.
- Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad.
- Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro.
- Monitorear y evaluar el mercado de SSCC.

De las medidas referidas, para el presente estudio son relevantes las tres últimas medidas.

Adicionalmente, el Ministerio desarrolló la Mesa de Descarbonización con el propósito de construir una hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030. Esta mesa de trabajo estableció los siguientes tres ejes:

- Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura.
- Reversión termoeléctrica y combustibles de transición.
- Transición Energética Justa y Comunidades.

Dicha hoja de ruta considera dentro de sus líneas de acción de corto plazo, avanzar en temas de flexibilidad y perfeccionamiento del mercado de SSCC.

2. Objetivos y Alcance

2.1. Objetivos del estudio

Con el fin de avanzar y reconocer las necesidades de flexibilidad, y perfeccionar el mercado de SSCC, el BID encargó a Grupo GME la realización del estudio “Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional – Chile”, atributo requerido para la transición energética del SEN. Los objetivos específicos se detallan a continuación

- **Objetivo específico 2.1:** Definir los atributos asociados a flexibilidad para el SEN, considerando una revisión de experiencia internacional y un análisis crítico de la situación actual del SEN.
- **Objetivo específico 2.2:** Proponer metodologías para cuantificar los requerimientos de atributos asociados a flexibilidad del SEN, identificando ventajas y desventajas. A continuación, seleccionar justificadamente la metodología de cuantificación más idónea para el SEN, para cada atributo definido en el punto anterior.
- **Objetivo específico 2.3:** Basado en la metodología seleccionada en el punto anterior, determinar la cuantificación de diferentes tipos de tecnologías a los requerimientos de atributos asociados a flexibilidad del SEN.
- **Objetivo específico 2.4:** Identificar ventajas y desventajas de remunerar los atributos asociados a flexibilidad a través de un nuevo mercado o como parte del

mercado existente de SSCC. A continuación, seleccionar justificadamente la metodología de remuneración más idónea para el SEN, para cada atributo definido.

- **Objetivo específico 2.5:** Evaluar metodologías de recaudación de los ingresos de estos nuevos servicios, identificando ventajas y desventajas de cada una. A continuación, seleccionar justificadamente la metodología de recaudación más idónea para el SEN, para cada atributo definido.
- **Objetivo específico 2.6:** Proponer una estrategia de implementación regulatoria que incluya medidas de corto, mediano y largo plazo que permita lograr una adecuada remuneración y cumplimiento de los requerimientos de atributos asociados a flexibilidad en el SEN. Esta estrategia debe considerar recomendaciones específicas a la normativa vigente.

2.2. Alcances del informe final

El presente informe corresponde al cuarto y último entregable del estudio. En este informe se desarrollan las actividades claves para cumplir con los objetivos específicos 2.1 a 2.6.

3. Resumen Ejecutivo

Capítulo II – Aspectos Relevantes de la Flexibilidad

La creciente penetración de ERV y la transformación dinámica de la demanda han introducido nuevos desafíos para la operación y planificación del sistema eléctrico. En este contexto, la flexibilidad surge como el atributo habilitador que permite gestionar la variabilidad e incertidumbre de la generación y el consumo, garantizando un suministro seguro, confiable y eficiente en costos.

La revisión de definiciones y marcos internacionales muestra consenso en tres aspectos esenciales: la flexibilidad es un atributo sistémico, que requiere la coordinación de recursos de generación, almacenamiento, demanda y redes; es multiescala, abarcando horizontes que van desde los segundos hasta los años; y está directamente vinculada a la confiabilidad, al actuar como el puente operativo entre adecuación y seguridad.

Asimismo, la flexibilidad puede entenderse en diversas dimensiones —potencia, energía, capacidad de transferencia y voltaje— y a través de la gestión de la demanda residual frente a la generación renovable variable. Sus fuentes son diversas, incluyendo generación convencional modernizada, renovables avanzadas, almacenamiento, redes más robustas e inteligentes y una demanda cada vez más activa.

Adicionalmente, se reconoce que la flexibilidad debe ser tratada como un recurso económico y operacional, con métricas que permitan evaluar su suficiencia y costo-efectividad. En este sentido, indicadores como el NFI y metodologías de planificación prospectiva se convierten en insumos clave para anticipar brechas y orientar inversiones.

Finalmente, la incorporación de flexibilidad debe considerar criterios de costo-efectividad, priorizando aquellas soluciones que entreguen mayor valor al sistema al menor costo. Esto permitirá transitar hacia un sistema eléctrico resiliente, eficiente y descarbonizado, capaz de integrar altos niveles de ERV sin comprometer la seguridad ni la continuidad del suministro.

Capítulo III – Experiencia Internacional

La experiencia internacional demuestra que la flexibilidad se ha convertido en un requisito indispensable para la operación de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables variables. En todos los casos analizados, se la entiende como una capacidad sistémica y multiescala, capaz de responder desde perturbaciones de segundos hasta necesidades de planificación de largo plazo. Su propósito último es mantener la confiabilidad y la eficiencia económica de los sistemas frente a la variabilidad e incertidumbre de la generación y la demanda.

Los países revisados muestran que la flexibilidad proviene de una combinación diversificada de recursos: generación convencional modernizada con mayor capacidad de rampas, almacenamiento en distintas tecnologías y horizontes, gestión activa de la demanda, energías renovables con electrónica de potencia avanzada y redes eléctricas digitalizadas e interconectadas. A ello se suman marcos regulatorios y de mercado que crean incentivos claros, mediante señales de precio y mecanismos de remuneración explícita, para movilizar estos recursos de forma costo-eficiente.

La evolución comparada evidencia también la importancia de la cooptimización entre energía y servicios de flexibilidad, la implementación de mercados de desvíos para internalizar errores de pronóstico y el desarrollo de productos diferenciados (inercia sintética, rampas, black-start). Estos mecanismos han demostrado ser efectivos para habilitar nuevas tecnologías y atraer inversión privada.

En síntesis, la lección principal es que la flexibilidad no es un elemento accesorio, sino el habilitador operativo de la confiabilidad en la transición energética. Incorporarla de manera integral —con innovación tecnológica, institucionalidad sólida y mecanismos de mercado adecuados— permite avanzar hacia sistemas eléctricos resilientes, eficientes y alineados con los objetivos de descarbonización.

Capítulo IV – Estudios Previos Relacionados con Flexibilidad

El capítulo IV discute que los distintos estudios realizados en Chile coinciden en que la flexibilidad es un habilitador central para la transición energética y la operación segura del SEN. Se destaca la urgencia de reforzar atributos como inercia, rampas y reservas, considerando el retiro progresivo de centrales convencionales y la creciente penetración renovable. También se concluye que es necesario perfeccionar el diseño de mercado y los marcos regulatorios para incentivar tecnologías flexibles, fomentar la participación activa de la demanda y habilitar soluciones como el almacenamiento de energía.

Asimismo, los estudios identifican la necesidad de mejorar la calidad de los pronósticos de ERV, establecer metodologías robustas para establecer la línea base y medición y verificación para integrar a la demanda, y avanzar en la planificación de transmisión y distribución con criterios de flexibilidad.

En síntesis, los estudios previos coinciden en que avanzar en estas materias es clave para garantizar seguridad, eficiencia y sostenibilidad en el desarrollo del sistema eléctrico.

Capítulo V – Análisis Crítico de la Situación del SEN

Se pone sobre la palestra que el SEN enfrenta desafíos estructurales para proveer flexibilidad suficiente, eficiente y oportuna en un contexto de rápida descarbonización y

alta penetración de energías renovables variables. La provisión de atributos críticos aún depende de unidades hidráulicas y térmicas, con limitaciones para sostener su rol en el futuro, mientras que tecnologías emergentes como almacenamiento, respuesta de la demanda y generación distribuida siguen teniendo participación marginal por falta de mecanismos habilitantes.

El marco regulatorio ha avanzado, pero mantiene vacíos en la definición y valorización de atributos como inercia, rampas rápidas y partida en negro, lo que genera señales débiles de inversión. Asimismo, se identifican cuellos de botella en transmisión que aumentan vertimientos y limitan la operación flexible, junto con la necesidad de modernizar planificación y normas técnicas.

El diagnóstico también revela debilidades en la gestión de desvíos y en los mecanismos para asignar costos de pronósticos inexactos, lo cual aumenta ineficiencias y reduce la confiabilidad.

En conjunto, el diagnóstico plantea que se requiere un enfoque integral que combine ajustes regulatorios, inversión en infraestructura flexible y nuevas herramientas de mercado para asegurar un SEN resiliente y preparado para operar con alta participación renovable.

Capítulo VI – Contribución de Cada Tecnología a los Atributos de Flexibilidad

El capítulo VI establece un marco conceptual para evaluar la flexibilidad del SEN, definiendo atributos globales (flexibilidad agregada del sistema) y específicos como inercia, reservas, rampas y fortaleza de red, además de atributos emergentes vinculados a digitalización, almacenamiento, electromovilidad y resiliencia climática.

Adicionalmente, en este capítulo analiza la contribución de cada tecnología (hidráulica, térmica, solar, eólica, almacenamiento y demanda gestionable) a estos atributos. Los resultados muestran que, aunque las unidades convencionales siguen siendo claves para proveer inercia y rampas, la creciente penetración renovable incrementa la necesidad de nuevos recursos y mecanismos de integración. Indicadores como el Normalized Flexibility Index evidencian que el SEN cuenta con un margen razonable de flexibilidad global, pero con diferencias significativas según tecnología y localización.

El análisis también confirma que tecnologías emergentes como el almacenamiento y la respuesta de la demanda pueden cubrir de manera costo-efectiva brechas críticas, siempre que existan reglas claras de acceso, medición y liquidación. La electromovilidad y la digitalización aparecen como recursos de flexibilidad de próxima generación, cuya integración requiere estándares técnicos y marcos de participación adecuados.

Capítulo VII – Metodología de Remuneración y Recaudación Asociada a un Nuevo Mercado o SSCC

El Capítulo VII analiza la metodología de remuneración y recaudación para un nuevo esquema de servicios de flexibilidad, revisando la evolución normativa de los servicios complementarios y las limitaciones del esquema vigente, que no logra valorizar adecuadamente atributos críticos ni generar señales claras de inversión. Se evalúa el dimensionamiento actual de reservas y se propone complementar los servicios existentes con un nuevo producto de flexibilidad.

Asimismo, se presentan alternativas metodológicas de remuneración y recaudación, incluyendo mercados de largo plazo, certificados de flexibilidad y mercados de corto plazo, junto con estrategias para mejorar la gestión de errores de pronóstico y asignar los costos de los desvíos de manera más eficiente y equitativa.

Se propone además avanzar hacia esquemas de cooptimización entre energía y flexibilidad, de modo que las señales de precio reflejen de manera consistente el valor de cada atributo. También se enfatiza la necesidad de introducir mecanismos de desempeño que remuneren disponibilidad y respuesta efectiva, así como ajustes regulatorios en transmisión y distribución que habiliten la participación de recursos distribuidos y de agregadores.

Finalmente, se destacan ajustes regulatorios necesarios en transmisión y distribución para habilitar la participación de recursos flexibles en estos segmentos, concluyendo que es indispensable avanzar hacia un marco integral que incorpore productos explícitos de flexibilidad, mecanismos de remuneración diferenciados y una asignación eficiente de costos que incentive la entrada de nuevas tecnologías y de la demanda activa.

Capítulo VIII – Conclusiones

La transición energética plantea un desafío estructural al SEN, con brechas crecientes en rampas, reservas e inercia debido al aumento de ERV y al retiro de unidades térmicas. El diagnóstico confirma que hacia 2025 y 2030 la capacidad flexible será insuficiente, lo que exige acelerar la incorporación de almacenamiento, hidráulica regulada, convertidores grid-forming y demanda gestionable.

La experiencia internacional muestra que la cooptimización, contratos de mediano plazo y esquemas de desempeño han sido claves para habilitar recursos flexibles y atraer inversiones. En Chile, persisten brechas normativas y técnicas que limitan la participación plena de la demanda y del almacenamiento.

Por ello, en el corto plazo se requieren ajustes normativos, mejoras en pronósticos y pilotos regulatorios, y en el mediano y largo plazo reformas legales en transmisión y distribución que habiliten soluciones no tradicionales y un nuevo marco basado en eficiencia y desempeño.

De manera transversal, las conclusiones destacan tres prioridades: (i) fortalecer la planificación integrada de transmisión y distribución con criterios de flexibilidad, (ii) implementar mercados de desvíos y mecanismos de asignación de costos que reduzcan ineficiencias y entreguen señales correctas, y (iii) habilitar la participación de la demanda y los recursos distribuidos en igualdad de condiciones con la generación.

Con estas medidas se reforzará la seguridad del sistema, se reducirán vertimientos y costos para los usuarios, y se consolidará una transición energética sustentable y competitiva.

II. Aspectos Relevantes de la Flexibilidad

El crecimiento sostenido de las ERV, junto con la creciente complejidad de los perfiles de demanda, ha planteado desafíos operativos sin precedentes para los sistemas eléctricos de potencia. En este escenario, garantizar un suministro continuo, seguro y eficiente en costos resulta cada vez más exigente.

La flexibilidad se reconoce como el atributo habilitador fundamental para preservar la estabilidad y la operabilidad del sistema, al facilitar la gestión de la variabilidad y la incertidumbre propias de la generación y la demanda en múltiples escalas temporales. Sin embargo, su definición conceptual sigue siendo objeto de discusión: distintos organismos técnicos y regulatorios han propuesto enfoques que, si bien coinciden en lo esencial, difieren en sus énfasis particulares.

Por ello, resulta esencial comprender la relación entre flexibilidad y confiabilidad, sus dimensiones temporales y espaciales, los recursos que la proveen, así como la costoeficiencia de las medidas implementadas. Este capítulo examina estos aspectos a partir de definiciones y lineamientos desarrollados por organismos internacionales y en la literatura especializada, insumos que servirán de base para la propuesta de atributos de flexibilidad que se presentará en capítulos posteriores.

1. Definición del Concepto de Flexibilidad

En la presente sección se discuten algunas definiciones de flexibilidad propuestas por CEER, IEA, IRENA, Ofgem, ACER-EEA y CAISO. Estas conceptualizaciones convergen en tres elementos esenciales. En primer lugar, conciben la flexibilidad como una capacidad sistémica, es decir, un atributo que emerge de la coordinación entre recursos de generación, almacenamiento, demanda e infraestructura de red. En segundo término, asumen de forma explícita o implícita una cobertura multiescala, que va desde la respuesta sub-segundo —necesaria para contener la derivada de la frecuencia— hasta la planificación estacional o plurianual. Por último, todas las definiciones vinculan la flexibilidad con el mantenimiento de la confiabilidad, subrayando que su propósito final es salvaguardar la estabilidad y continuidad del suministro frente a variaciones previstas y contingencias.

Sin embargo, estas definiciones presentan tres elementos diferenciadores. El primero es el criterio económico: mientras que la IEA y Ofgem incorporan de manera explícita la noción de costo-efectividad, CEER y ACER-EEA se ciñen a una descripción puramente técnica. El segundo se refiere al ámbito geográfico: ACER-EEA introduce la dimensión regional propia de los sistemas interconectados europeos, en contraste con visiones predominantemente nacionales. El tercero radica en la fuente de la señal de activación: Ofgem enfatiza los incentivos de precio, CAISO resalta requisitos operativos de rampa y reserva, e IRENA focaliza su definición en la plena integración de las ERV, limitando vertimientos.

Finalmente, del análisis de estas definiciones, es posible ver que la flexibilidad se erige como un atributo sistémico indispensable para la transición energética. Si bien los organismos difieren en el énfasis que otorgan a ciertos aspectos, todos coinciden en que la flexibilidad constituye la herramienta operativa que permite mantener la confiabilidad bajo condiciones de creciente variabilidad e incertidumbre.

Tabla 1 resume los principales aspectos definiciones propuestas por cada organismo.

Tabla 1. Definiciones de flexibilidad y foco principal de cada organismo

Organismo	Año	Definición	Énfasis
CEER ¹	2018	La capacidad del sistema eléctrico para responder a cambios que puedan afectar el equilibrio entre la oferta y la demanda en todo momento.	Visión técnico-sistémica
IEA ²	2019	Es la capacidad de un sistema eléctrico para gestionar de manera fiable y costo-efectiva la variabilidad e incertidumbre de la oferta y la demanda en todas las escalas de tiempo relevantes.	Confiabilidad + eficiencia económica
IRENA ³	2018	La capacidad de un sistema eléctrico para gestionar la variabilidad e incertidumbre que la generación de ERV introduce en el sistema en diferentes escalas de tiempo, desde el muy corto hasta el largo plazo, evitando la reducción de ERV y garantizando el suministro confiable de toda la energía demandada por los consumidores.	Integración plena de ERV
Ofgem ⁴	2019	Modificar los patrones de generación y/o consumo en respuesta a una señal externa, como un cambio en el precio, para prestar un servicio dentro del sistema energético”.	Lógica de mercado
ACER-EEA ⁵	2023	La capacidad del sistema eléctrico interconectado de la UE para gestionar, con todos sus recursos disponibles, la variabilidad e incertidumbre en los patrones de generación y consumo de electricidad a lo largo de distintos períodos de tiempo relevantes.	Coordinación regional
CAISO ⁶	2020	la flexibilidad tiene como la capacidad de la red eléctrica para responder de manera rápida y eficiente a las fluctuaciones en la oferta y la demanda de electricidad	Perspectiva operativo-técnica

Fuente: Elaboración GME

¹ Council of European Energy Regulators (CEER) - Distribution Systems Working Group, "Flexibility Use at Distribution Level – A CEER Conclusions Paper, Ref: C18-DS-42-04," 2018.

² International Energy Agency (IEA), "Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility," 2019.

³ International Renewable Energy Agency (IRENA), "Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers," IRENA, Abu Dhabi, 2018.

⁴ Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), "Position paper on Distribution System Operation: our approach and regulatory priorities," 2019.

⁵ European Environment Agency (EEA) and the European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), "Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system," Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023.

⁶ California Independent System Operator (CAISO), "Final Flexible Capacity Needs Assessment for 2024," 2023.

2. Relación entre Confiabilidad y Flexibilidad

2.1. El concepto de confiabilidad⁷⁸⁹

La confiabilidad expresa la capacidad integral del sistema eléctrico para satisfacer la demanda de energía en todo instante, cumpliendo los parámetros de calidad, tensión y frecuencia fijados por la normativa, tanto en operación normal como bajo contingencias. Su diagnóstico se fundamenta en indicadores probabilísticos como LOLE y EENS, así como métricas operativas, tales como SAIDI, SAIFI y la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), que cuantifican la frecuencia, la duración y la severidad de las interrupciones. La confiabilidad se estructura en dos pilares fundamentales: la adecuación y la seguridad.

La adecuación evalúa si la infraestructura instalada —generación, transmisión y distribución— es suficiente para abastecer la demanda proyectada, incluso frente a retiros programados, fallas aleatorias o eventos climáticos extremos. El estándar N-1 establece que la salida inesperada de un único componente crítico (línea, transformador, grupo generador) no debe comprometer el suministro. Para sistemas aislados o de alta criticidad, el criterio N-k amplía la exigencia a múltiples fallos simultáneos. Los estudios de adecuación, sostenidos en modelos de despacho estocástico y análisis de riesgo, orientan las decisiones de expansión —nuevos refuerzos de red, reservas de capacidad firme o almacenamiento estacional— garantizando que la probabilidad de racionamiento permanezca dentro de los límites regulatorios.

La seguridad se refiere al comportamiento dinámico del sistema ante perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos, oscilaciones electromecánicas, inestabilidad de voltaje o pérdida de sincronismo. A diferencia de la adecuación, que opera en horizontes de planificación anual a decenal, la seguridad se materializa en la escala de los segundos a los minutos posteriores a la contingencia. La evaluación de la seguridad se apoya en simulaciones de estabilidad transitoria, de pequeña señal y de tensión, complementadas por esquemas de protección y control automático de generación (AGC). El objetivo es contener la perturbación dentro de márgenes admisibles y evitar fallas en cascada que desemboquen en apagones generalizados.

2.2. Flexibilidad como habilitador de la confiabilidad

La adecuación responde a la pregunta “¿tenemos suficiente infraestructura para cubrir la demanda en el largo plazo?”, mientras que la seguridad aborda “¿podemos resistir y recuperarnos de una perturbación inmediata?”. La flexibilidad actúa como el vínculo operativo que armoniza adecuación y seguridad. Recursos con alta rampa, almacenamiento de corta y media duración, y respuesta de demanda contribuyen a reducir la EENS y el LOLE—potenciando la adecuación— y simultáneamente proporcionan reservas rápidas e inercia que limitan el RoCoF y evitan disparos masivos de carga, reforzando la seguridad del despacho. Más aún, en sistemas con penetraciones elevadas de ERV, la flexibilidad se

⁷ "Glossary of Terms Used in Reliability Standards," North American Electric Reliability Corporation, 2020.

⁸ S. Afzal, H. Mokhlis, H. A. Illias, N. N. Mansor, and H. Shareef, "State-of-the-art review on power system resilience and assessment techniques," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 25, pp. 6107-6121, 2020.

⁹ L. L. Grigsby, *Power systems*, Third ed. Taylor & Francis Group, 2012.

convierte en el factor determinante para cumplir simultáneamente los criterios N-1/N-k y los requisitos de estabilidad dinámica.

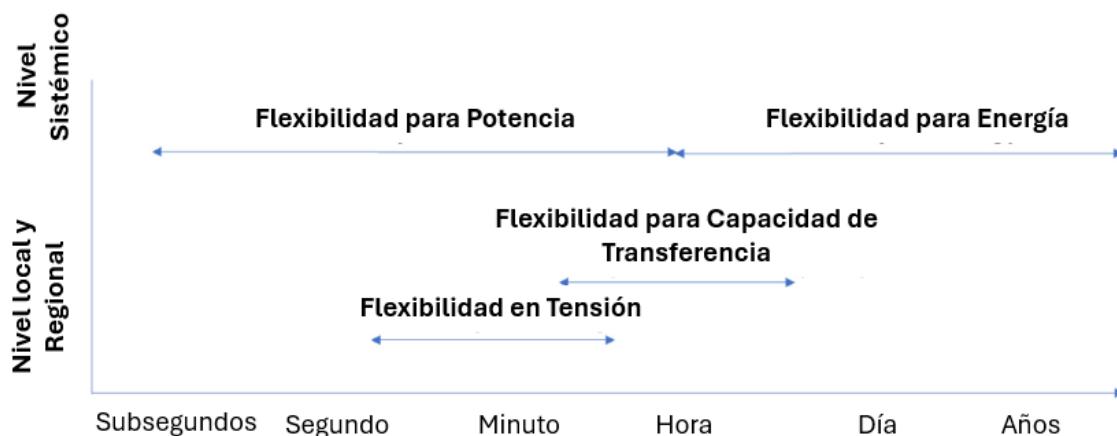
Esta estrecha relación hace que la confiabilidad no pueda entenderse de forma aislada: su materialización depende de la existencia de recursos capaces de responder a perturbaciones en distintas escalas de tiempo que van del segundo al año. En ese sentido, la flexibilidad no es un concepto accesorio sino el vehículo operativo que traduce los requerimientos de adecuación y seguridad en acciones concretas —reservas para control de frecuencia, almacenamiento, redespacho y respuesta de demanda, entre otros— asegurando que el sistema eléctrico permanezca dentro de sus límites técnicos al menor costo.

3. Dimensiones de la Flexibilidad

La flexibilidad en los sistemas eléctricos puede analizarse en distintas dimensiones temporales y espaciales. En esta sección se presentan tres marcos de referencia internacionales —ISGAN, EEA-ACER e IEA— que ofrecen enfoques complementarios según la escala temporal y el ámbito geográfico, junto con un enfoque adicional de carácter operacional que complementa estas perspectivas.

ISGAN¹⁰ propone clasificar la flexibilidad según sus dimensiones temporales y geográficas, en flexibilidad para potencia, energía, capacidad de transferencia y tensión, ilustradas en Figura 1 y descritas a continuación.

Figura 1. Dimensiones geográficas y temporales de la flexibilidad



Fuente: E. Hillberg, "Power Transmission & Distribution Systems Discussion Paper," ISGAN, 2019. Traducción GME

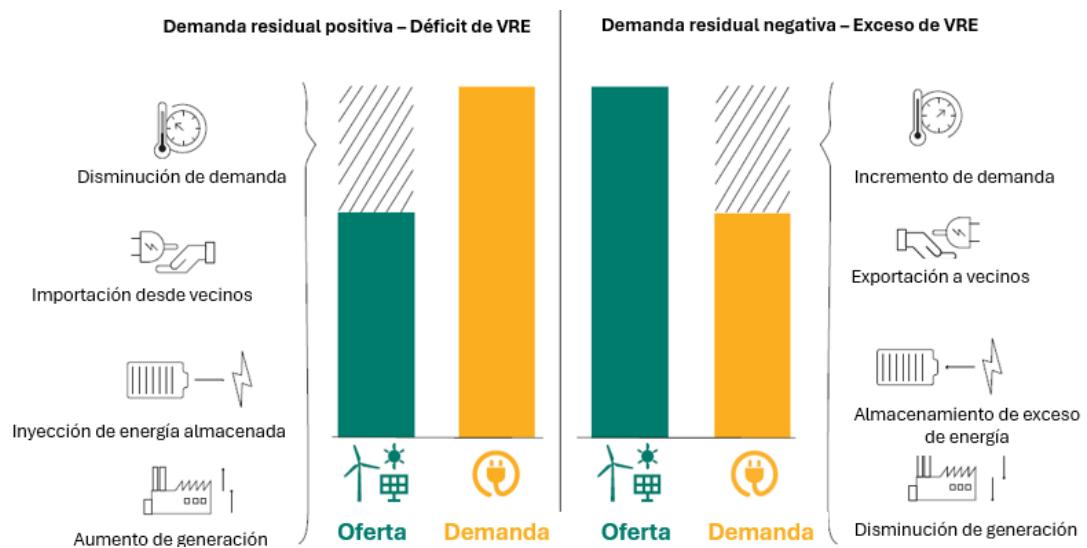
- **Flexibilidad de Potencia:** tiene como objetivo mantener el equilibrio a corto plazo entre la oferta y la demanda para mantener la estabilidad de frecuencia. Está asociada principalmente a los desafíos de equilibrio rápido debido al aumento de la proporción de ERV en la matriz de generación. Su escala de activación temporal va desde fracciones de segundo hasta una hora y tiene una afectación sistémica.

¹⁰ISGAN: E. Hillberg, "Power Transmission & Distribution Systems Discussion Paper," International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2019

- **Flexibilidad de Energía:** corresponde al equilibrio a mediano y largo plazo entre la oferta y la demanda para garantizar la confiabilidad en los escenarios de demanda a lo largo del tiempo. Está asociada a la reducción de la generación basada en almacenamiento de combustibles en la matriz energética. Su escala de activación temporal va desde horas hasta varios años y tiene una afectación sistémica.
- **Flexibilidad de Capacidad de Transferencia:** se refiere a la capacidad a corto y mediano plazo para transferir electricidad entre la oferta y la demanda a fin de evitar congestiones debido a limitaciones locales o regionales. Se debe al aumento en los niveles de utilización, junto con mayores máximas de demanda. Su escala de activación temporal va desde minutos hasta varias horas y tiene una afectación sistémica y tiene una afectación local o regional.
- **Flexibilidad de Voltaje:** capacidad de corto plazo para mantener los voltajes dentro de los límites establecidos. Se relaciona con la necesidad de un control más preciso ante los desafíos de la generación distribuida, como flujos bidireccionales y mayor variabilidad operativa. Su escala de activación va desde segundos hasta decenas de minutos y tiene un impacto local o regional.

Por otra parte, EEA y ACER¹¹ destacan que entender la relación entre la demanda residual y las ERV es clave para el futuro de los sistemas eléctricos (Figura 2). La demanda residual se define como la diferencia entre la demanda total y la generación renovable variable. Cuando las ERV no cubren la demanda se genera una “demanda residual positiva”, y cuando existe un exceso de ERV, una “demanda residual negativa”, ambas determinadas principalmente por las condiciones meteorológicas.

Figura 2. Relación entre demanda residual y ERV



Fuente: “Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system,” EEA and the ACER, Luxembourg, 2023. Traducción: GME.

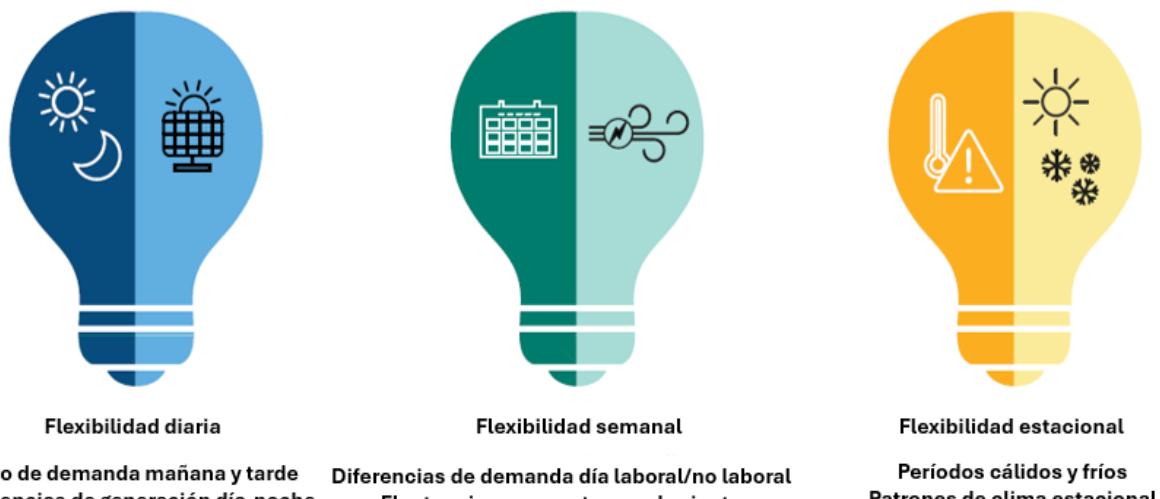
Es importante destacar que, en un sistema eléctrico descarbonizado, la cobertura de la

¹¹ Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system,” EEA and the ACER, Luxembourg, 2023.

demanda residual debe realizarse únicamente con recursos libres de carbono, como por ejemplo la gestión de la demanda, el almacenamiento, las energías renovables despachables e intercambio de energía con otros sistemas. Recursos como la generación convencional no despachable y de operación obligatoria, tales como la cogeneración, pueden ser utilizados para compensar la ERV, reduciendo la necesidad de flexibilidad en determinados momentos. Sin embargo, cuando esta generación opera durante períodos de sobreoferta de ERV, aumenta los requerimientos de flexibilidad en la red.

La relación entre la demanda residual y la generación de ERV se puede analizar en tres niveles temporales: diario, semanal y estacional (ver Figura 3). La flexibilidad diaria responde a variaciones dentro de un mismo día, como las máximas (peaks) de demanda en la mañana y en la noche, y la diferencia en generación entre el día y la noche, especialmente en fuentes solares. La flexibilidad semanal aborda cambios en la demanda entre días laborales y fines de semana, así como fluctuaciones en la generación eólica. Finalmente, la flexibilidad estacional se centra en variaciones en la demanda de calefacción y refrigeración, y variaciones en la generación renovable según las condiciones climáticas.

Figura 3. Relación demanda residual y ERV en diferentes escalas temporales



Fuente: "Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system," EEA and the ACER, Luxembourg, 2023. Traducción GME

Por otra parte, la IEA agrupa la flexibilidad en seis categorías según la escala temporal: ultracorto, muy corto, corto, mediano, largo y muy largo plazo, las que son descritas a continuación ¹²:

- **Flexibilidad de ultracorto plazo (subsegundos a segundos):** se centra en limitar desviaciones inmediatas de frecuencia, evitando cambios bruscos en la estabilidad del sistema. Su principal fuente es la inercia de los generadores síncronos.
- **Flexibilidad de muy corto plazo (segundos a minutos):** busca restaurar la frecuencia a su rango operativo estándar, mediante respuestas automáticas de los generadores y mecanismos como el AGC.

¹² IEA, "Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility," 2019

- **Flexibilidad de corto plazo (minutos a horas):** se enfoca en ajustes rápidos en el mercado y el Despacho Económico (*Economic Dispatch*, ED). A medida que aumenta la generación de ERV, se incrementa la frecuencia e intensidad de los desbalances entre oferta y demanda, lo que exige una mejor regulación del sistema.
- **Flexibilidad de mediano plazo (horas a días):** permite planificar la operación de los generadores con base en criterios de fiabilidad y costos, optimizando el despacho económico y la programación de unidades generadoras (*Unit Commitment*, UC).
- **Flexibilidad de largo plazo (días a meses):** es influenciada por patrones climáticos sostenidos que afectan tanto la generación como la demanda como por ejemplo aumento en el consumo de calefacción en invierno o de refrigeración en verano que pueden requerir estrategias de programación energética más amplias.
- **Flexibilidad de muy largo plazo (meses a años):** aborda fluctuaciones estacionales e interanuales, especialmente en ERV como la hidroeléctrica y eólica. Aquí, la planificación energética de largo plazo es fundamental para garantizar un suministro confiable.

Tabla 2 presenta un resumen de cada tipo de flexibilidad, incluyendo la escala temporal, problema abordado y las áreas relevantes en la operación y planificación del sistema.

Tabla 2. Diferentes escalas temporales de la flexibilidad en el sistema eléctrico

Tipo de flexibilidad	Escala temporal	Problema abordado	Áreas relevantes en la operación y planificación del sistema
Ultracorto plazo	Subsegundos a segundos	Garantizar la estabilidad del sistema (voltaje y frecuencia) en sistemas con alta participación de generación no síncrona.	Estabilidad dinámica (respuesta de inercia, fortaleza de la red).
Muy corto plazo	Segundos a minutos	Garantizar el control de frecuencia a corto plazo en sistemas con alta proporción de generación variable.	Respuesta primaria y secundaria de frecuencia, incluyendo el AGC.
Corto plazo	Minutos a horas	Adaptarse a cambios más frecuentes, rápidos e impredecibles en el equilibrio entre oferta y demanda, regulando el sistema.	AGC, ED, mercado en tiempo real, regulación.
Mediano plazo	Horas a días	Determinar la programación operativa de los recursos de generación disponibles para responder a las condiciones del sistema con anticipación de horas o días.	ED para planificación con una hora de antelación, UC para planificación con un día de antelación.
Largo plazo	Días a meses	Gestionar períodos prolongados de superávit o déficit de generación variable, principalmente debido a la influencia de sistemas meteorológicos específicos.	UC, programación, adecuación del sistema.
Muy largo plazo	Meses a años	Equilibrar la disponibilidad de generación variable a nivel estacional e interanual con la demanda de electricidad.	Coordinación hidro-térmica, adecuación del sistema, planificación del sistema eléctrico.

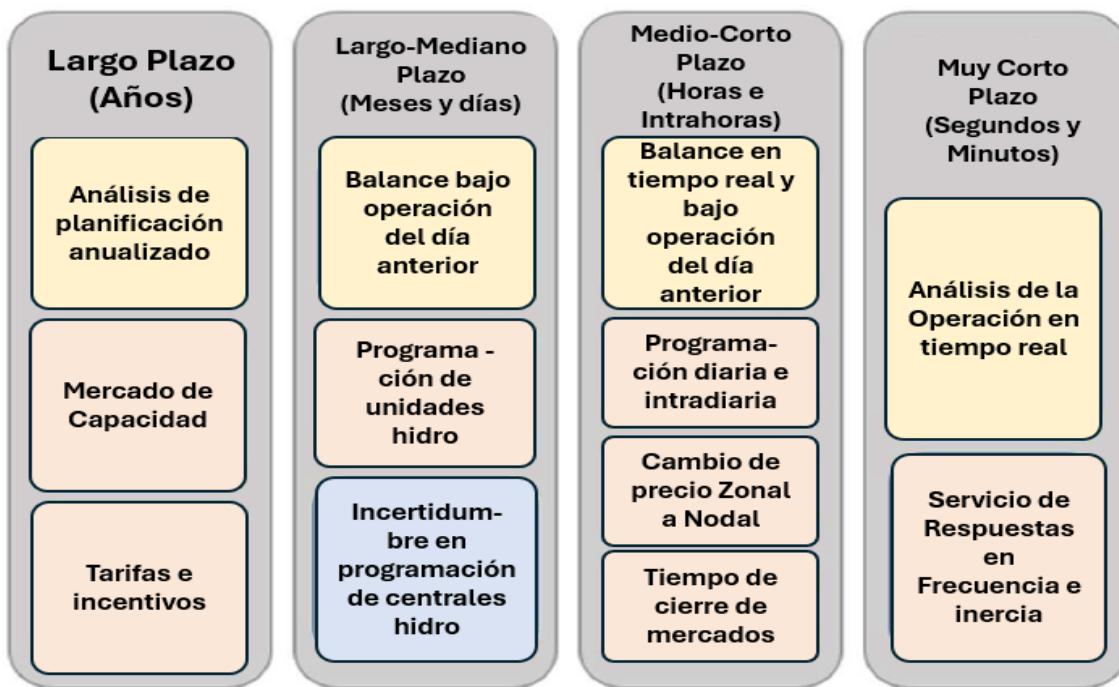
Fuente: "Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility," IEA, 2019. Traducción GME

Otra visión de la flexibilidad desde el punto de vista operacional para diferentes escalas temporales es presentada en M. B. Hadi et al.¹³ Uno de los aspectos planteados es que la

¹³ M. B. Hadi et al., "A Comprehensive Review on Power System Flexibility: Concept, Services, and Products," *IEEE Access*, 2022.

planificación a largo plazo sería la estrategia más eficiente desde el punto de vista económico, ya que permite garantizar la disponibilidad de recursos flexibles para mantener la estabilidad del sistema con una alta participación de las ERV, sin embargo, la estocasticidad que la ERV impone supone un desafío para la confiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, por lo que se requiere contar con mecanismos en todas las escalas de tiempo como se describe a continuación y se ilustra en Figura 4.

Figura 4. Flexibilidad operacional para diferentes escalas temporales



Fuente: M. B. Hadi et al., "A Comprehensive Review on Power System Flexibility: Concept, Services, and Products," *IEEE Access*, 2022. Traducción GME.

- **En el largo plazo:** la flexibilidad se centra en la planificación y el análisis anual, asegurando que el sistema disponga de los recursos necesarios para responder a la variabilidad de la demanda y la oferta. Para ello, se establecen mercados de capacidad que garantizan la disponibilidad de generación y se implementan tarifas e incentivos para fomentar la inversión en tecnologías flexibles.
- **En el mediano - largo plazo (mensual y días previos):** la operación del sistema se equilibra mediante los mercados de compra anticipada (*Day-Ahead*) y la programación de unidades hidroeléctricas, optimizando su despacho para maximizar su eficiencia. En esta etapa, también se consideran las incertidumbres en la disponibilidad de recursos hidroeléctricos, lo que puede afectar la planificación y la estabilidad del sistema.
- **En el mediano - corto plazo (horas e intervalos intrahorarios):** se requieren mecanismos de ajuste más dinámicos. El balanceo en tiempo real y en los mercados *Day-Ahead* permite optimizar la oferta y la demanda en función de condiciones operativas más precisas. Además, se utilizan mercados intradiarios para corregir

desviaciones y ajustar el suministro de energía. En este nivel, la transición de precios zonales a nodales mejora la señal de precios, incentivando una asignación eficiente de los recursos, mientras que los cierres de mercado se ajustan en función de la evolución de la demanda y la disponibilidad de generación.

- **En el corto - muy corto plazo (segundos a minutos):** la flexibilidad operativa se enfoca en la gestión en tiempo real. En esta escala, se implementan servicios de respuesta en frecuencia e inercia para mantener la estabilidad del sistema ante variaciones abruptas en la generación o el consumo. Estos mecanismos permiten reaccionar de manera inmediata a eventos inesperados, asegurando el equilibrio y la confiabilidad del suministro eléctrico.

En síntesis, de la revisión de estas visiones es posible concluir que la flexibilidad del sistema eléctrico abarca múltiples dimensiones y escalas temporales, que van desde segundos hasta años y desde el nivel local hasta el sistémico. Su adecuada comprensión —ya sea a través de la clasificación por potencia, energía, capacidad de transferencia o voltaje, como de la relación entre demanda residual y ERV— es esencial para garantizar la estabilidad, confiabilidad y eficiencia de sistemas eléctricos cada vez más descarbonizados y con alta penetración de energías renovables variables.

4. Fuentes de Flexibilidad

Tradicionalmente, la flexibilidad del sistema eléctrico era aportada por las centrales de generación, enfocadas en responder a variaciones de la demanda y fallas de equipos. Sin embargo, la creciente penetración de ERV ha hecho necesario incorporar nuevos recursos, como redes inteligentes, reequipamiento de centrales, generación distribuida despachable, almacenamiento y sistemas avanzados de control, que amplían la capacidad del sistema.

Aprovechar la flexibilidad en todos los sectores —desde la generación con alta capacidad de rampas y bajo tiempo de arranque, hasta redes de transmisión y distribución más robustas, junto con soluciones de almacenamiento y una demanda más flexible— resulta clave para un sistema eléctrico más resiliente y eficiente.

Al respecto, la IEA¹⁴ reconoce cinco categorías principales de recursos técnicos que contribuyen a esta flexibilidad: generación convencional, demanda, ERV avanzadas, almacenamiento e infraestructura de la red.

La generación convencional ha sido la fuente predominante de flexibilidad, ya que permite ajustar su producción según la disponibilidad de energías renovables y la variabilidad de la demanda. No obstante, su modernización es necesaria para mejorar su capacidad de respuesta. Por otro lado, las energías renovables avanzadas integran tecnologías digitales y electrónica de potencia para ofrecer servicios como regulación de frecuencia y optimización del suministro en diferentes escalas temporales.

Los recursos del lado de la demanda permiten modificar el consumo eléctrico para equilibrar el sistema, ya sea desplazándolo a otros horarios o reduciéndolo en momentos críticos. Asimismo, el almacenamiento de energía, con tecnologías como el

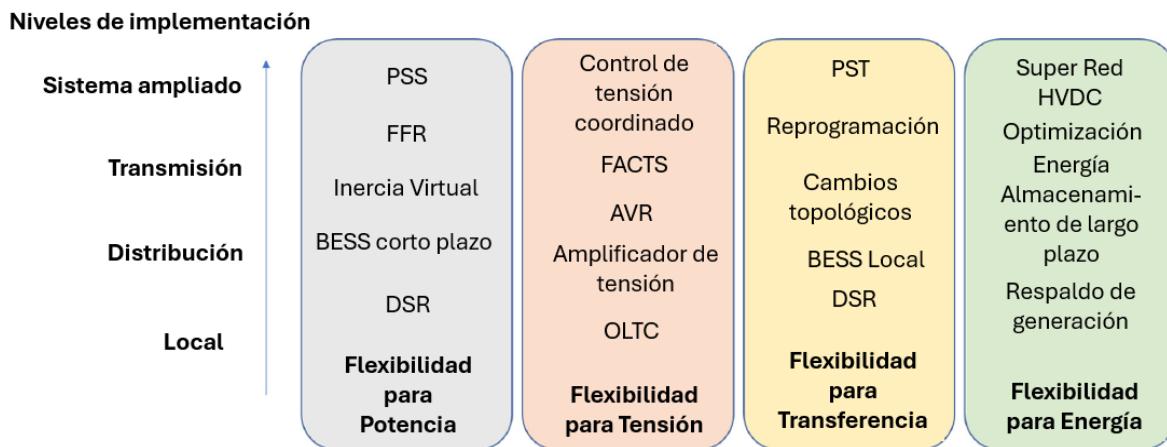
¹⁴ International Energy Agency (IEA), "Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility," 2019

Almacenamiento Hidroeléctrico por Bombeo (*Pumped Storage Hydropower*, PSH) y las baterías, desempeña un papel clave en la gestión de la variabilidad renovable, aunque con limitaciones para el almacenamiento estacional.

Por último, la infraestructura de la red permite la conexión eficiente entre generación y consumo, facilitando la integración de energías renovables y la optimización del sistema eléctrico mediante redes más interconectadas y digitalizadas.

Por otra parte, ISGAN clasifica las soluciones de flexibilidad dependiendo de su alcance desde local hasta sistémico en cuatro grupos, ilustrados en Figura 5.

Figura 5. Soluciones de flexibilidad dependiendo del alcance geográfico



Fuente: E. Hillberg, "Power Transmission & Distribution Systems Discussion Paper," International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2019. Traducción GME

- **Flexibilidad de Potencia:** Estabilizador del Sistema de Potencia (Power System Stabilizer, PSS), Respuesta Rápida de Frecuencia (Fast Frequency Response, FFR), Inercia Virtual, BESS de corto plazo y Respuesta del Lado de la Demanda (Demand Side Response, DSR).
 - **Flexibilidad de Voltaje:** Control de voltaje coordinado, FACTS, Regulador Automático de Voltaje (Automatic Voltage Regulator, AVR) amplificadores de voltaje y Cambiadores de Tap en Carga (On-Load Tap Changers, OLTC).
 - **Flexibilidad de Capacidad de Transferencia:** Transformador de Cambio de Fase (Phase Shifting Transformer, PST), reprogramación de despacho, cambios topológicos, Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (Battery Energy Storage System, BESS) local y DSR.
 - **Flexibilidad para Energía:** Superredes HVDC, optimización de recursos, almacenamiento de energía a largo plazo y generación de respaldo.

Tabla 3. Hardware e infraestructura por categorías de recursos de flexibilidad técnica para diferentes escalas temporales

Recurso / Escala temporal	Energías renovables avanzadas	Recursos del lado de la demanda	Almacenamiento de electricidad	Plantas convencionales	Infraestructura de red
Ultracorto plazo (Subsegundos - Segundos)	Controlador para habilitar inercia sintética; respuesta de frecuencia ultrarrápida.	Electrónica de potencia para permitir reducción de carga inmediata.	Supercapacitores, volantes de inercia, baterías, unidades ternarias de PSH.	Inercia mecánica; esquemas de reducción de generación.	Condensadores síncronos y dispositivos FACTS.
Muy corto plazo (Segundos - Minutos)	Respuesta del regulador sintético; AGC.	Opciones de respuesta de la demanda: calentadores de agua eléctricos, cargadores de EVs, grandes bombas de agua y calentadores eléctricos; cargas de velocidad variable.	Baterías.	Respuesta del regulador de velocidad (droop); AGC.	SPS; relés de protección de red.
Corto plazo (Minutos - Horas)	Reservas ascendentes/descendentes; AGC; ED de plantas renovables.	Uso de aire acondicionado con almacenamiento en frío y bombas de calor; la mayoría de los equipos del período de muy corto plazo.	Baterías, CAES, PSH.	Ciclos de operación, rampas de generación, AGC.	Transferencias de energía entre nodos; interconexiones transfronterizas.
Mediano plazo (Horas - Días)	Herramientas de ED y UC; sistemas de pronóstico de ERV.	Medidores inteligentes con tarifas dinámicas según el horario de consumo.	PSH.	Ciclo de operación, arranque rápido y medio.	Transferencias de energía entre nodos; interconexiones transfronterizas.
Largo plazo (Días - Meses)	Herramientas de UC; sistemas de pronóstico de REV.	Sistemas de pronóstico de la demanda.	PSH.	Modificación en los criterios de operación de las plantas.	Sistemas de control y comunicación para gestión dinámica de líneas de transmisión; WAM; componentes HV como SVC.
Muy largo plazo (Meses - Años)	Sistemas de pronóstico de REV; herramientas de planificación del sistema.	Sistemas de pronóstico de la demanda; tecnologías power-to-gas.	PSH, producción de hidrógeno, amoníaco y otras tecnologías de conversión de energía a gas/líquido.	Reversión de plantas, desarrollo de plantas flexibles y mantenimiento de generadores existentes como reserva.	Construcción de nuevas líneas de transmisión o refuerzo de las existentes.

Notas: CAES: Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido (*Compressed Air Energy Storage*), EVs: Vehículos Eléctricos (*Electric Vehicles*), FACTS: Sistema de Transmisión de Corriente Alterna Flexible (*Flexible Alternating Current Transmission System*), SPS: Esquemas de Protección Especial (*Special Protection Schemes*), WAM: Sistema de Monitoreo de Área Amplia (*Wide Area Monitoring System*).

Fuente: "Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility," IEA2019. Traducción GME

Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional.

5. Costo-efectividad de las Soluciones de Flexibilidad

La flexibilidad, estrictamente hablando supone no solo la habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a las condiciones de variabilidad e incertidumbre en generación y demanda, sino hacerlo de forma confiable y con un costo eficiente, en todas las escalas de tiempo. Teniendo esto en cuenta, las fuentes de flexibilidad deben considerar su costo de implementación, priorizando inicialmente las de menor costo. Considerando dicho objetivo debe desarrollarse un análisis técnico-económico para identificar el compromiso entre aumentar la flexibilidad del sistema y los costos de inversión de determinadas medidas de acción. Un ejemplo de esto, puede ser el análisis de flujo de fondos de un sistema BESS, comparando el costo asociado al CAPEX, REPEX y OPEX frente a los posibles ingresos monetizables del mismo. En el siguiente grafico se muestra de modo indicativo la relación entre el tipo de medida de mejora de flexibilidad y el aumento de costo de inversión asociado.

Figura 6. Relación entre el tipo de medida y costos asociados



Fuente: Elaboración GME

Con este grafico se pretende enfatizar que la opción de menor costo para aumentar la flexibilidad del sistema corresponde con mejoras/modificaciones la operación de la red. En relación con las opciones de mayor costo, si bien esquemáticamente se sitúan a los dispositivos FACTS y alternativas de Smart grids, debe analizarse cada caso en particular, pues puede surgir de un análisis técnico económico que sea más caro construir una línea nueva que la entrada en servicio de una generación rápida o por ejemplo un nuevo sistema BESS. En el caso opuesto, la mejora en la infraestructura de la red puede suponer solo el cambio de equipamientos limitantes como ser transformadores de corriente o equipos menores y dicha opción ser de un costo mucho menor que considerar por ejemplo la instalación de un SSSC.

6. Conclusiones

La creciente penetración de energías renovables variables y la transformación dinámica de los perfiles de demanda han posicionado a la flexibilidad como un atributo central para la operación y planificación de los sistemas eléctricos.

De la revisión realizada en esta sección, se desprenden tres ideas principales:

- Definición y alcance:** aunque existen diferencias entre organismos técnicos y regulatorios respecto de su conceptualización, todos coinciden en que la flexibilidad es una capacidad sistémica y multiescala cuyo fin último es preservar la confiabilidad.
- Relación con la confiabilidad:** la flexibilidad actúa como el vínculo operativo

entre adecuación y seguridad, habilitando al sistema a responder ante perturbaciones en horizontes que van de los segundos a los años.

3. **Dimensiones y recursos:** la flexibilidad se manifiesta en múltiples dimensiones (potencia, energía, capacidad de transferencia y voltaje), y puede ser provista por un abanico de recursos que incluyen generación convencional, renovables avanzadas, demanda, almacenamiento e infraestructura de red.

Finalmente, la costo-efectividad de las medidas de flexibilidad se vuelve determinante para su implementación. Priorizar aquellas soluciones que entreguen mayor valor sistémico al menor costo permitirá avanzar hacia un sistema eléctrico resiliente, eficiente y plenamente compatible con los objetivos de descarbonización.

III. Experiencia Internacional

La creciente penetración de energías renovables variables ha llevado a distintos países y regiones a implementar soluciones regulatorias, operativas y de mercado orientadas a resguardar la seguridad y eficiencia de sus sistemas eléctricos. En este escenario, la flexibilidad se ha consolidado como un atributo crítico para gestionar la variabilidad y la incertidumbre propias de la transición energética.

El presente capítulo examina las experiencias de Alberta (Canadá), Australia, California (Estados Unidos), España y Reino Unido, destacando los mecanismos diseñados en cada jurisdicción para habilitar y movilizar la flexibilidad. La selección de los casos de estudio fue acordada con la contraparte del Ministerio de Energía.

La revisión incluye una caracterización general del funcionamiento de cada sector eléctrico, el rol de los mercados de contratos y spot, el diseño de los servicios complementarios y la situación actual de la flexibilidad, junto con los atributos que la definen en cada mercado. A partir de este análisis comparado, se identifican lecciones relevantes para orientar el diseño de políticas públicas y ajustes regulatorios en Chile.

1. Alberta

1.1. Visión general del sector eléctrico en Alberta

Desde la implementación de la *Electric Utilities Act* en 1996, el sistema eléctrico de Alberta ha experimentado una significativa transformación estructural. Esta legislación dio origen a un mercado de generación competitivo y desregulado, eliminando el modelo tradicional de monopolio verticalmente integrado. Uno de los hitos más importantes fue la creación del Power Pool of Alberta, que sentó las bases para el actual mercado mayorista operado por el *Alberta Electric System Operator* (AESO).

El AESO tiene la responsabilidad de operar el sistema interconectado, administrar el mercado mayorista y planificar la expansión de la red de transmisión. La *Alberta Utilities Commission* (AUC), por su parte, regula las tarifas de transmisión y distribución y supervisa los proyectos de infraestructura. Otras entidades complementarias como el *Balancing Pool*, el *Market Surveillance Administrator* (MSA) y el *Utilities Consumer Advocate* (UCA) juegan roles clave en la estabilidad financiera, la vigilancia del mercado y la protección de los derechos de los consumidores.

En términos de capacidad instalada, el sistema ha avanzado en la introducción de energías limpias y durante el 2024 se concretó la eliminación total de la generación a carbón, consolidando el gas natural como principal fuente despachable. A finales de 2024, la capacidad total alcanzó los 23,122 MW, con una participación dominante del gas natural (61%), seguido por la energía eólica (25%) y la solar (8%). La generación anual sigue dominada por el gas, aunque las renovables ya representan cerca del 19% de la producción total.

En cuanto a la infraestructura de transmisión, Alberta cuenta con una red de aproximadamente 26,000 km de líneas, totalmente regulada bajo esquemas de acceso abierto. El sistema está interconectado con las provincias vecinas y el estado de Montana,

aunque Alberta opera de forma independiente del resto de los mercados regionales de Norteamérica. La distribución también permanece bajo regulación, con tarifas aprobadas por la AUC.

1.2. Mercado de contratos de electricidad en Alberta

Aunque Alberta no cuenta con un mercado de largo plazo centralizado o administrado por el operador del sistema, sí existen diversos mecanismos que permiten a los generadores y consumidores asegurar contratos estables de suministro eléctrico.

Uno de los principales instrumentos son los contratos bilaterales privados de compraventa de energía (*Power Purchase agreements*, PPA). Estos acuerdos, firmados directamente entre generadores y compradores (como comercializadores o grandes consumidores), establecen condiciones a largo plazo para el suministro de electricidad, incluyendo precio, volumen y duración.

Otra modalidad creciente en Alberta es la celebración de PPAs corporativos de energía renovable. Estos contratos permiten a grandes empresas adquirir electricidad limpia directamente de proyectos solares o eólicos, con el objetivo de estabilizar costos energéticos y alcanzar metas de sostenibilidad.

Adicionalmente, el gobierno provincial implementó entre 2016 y 2019 el *Renewable Electricity Program* (REP), una iniciativa que utilizó subastas competitivas para adjudicar contratos a proyectos de energía renovable. En total se realizaron tres rondas que permitieron la incorporación de cerca de 1,300 MW de capacidad renovable al sistema, a precios altamente competitivos. Por ejemplo, la primera ronda resultó en la adjudicación de casi 600 MW a un precio promedio de 37 CAD/ MWh, el más bajo registrado en Canadá en ese momento. Aunque el gobierno suspendió nuevas rondas del programa en 2019, los contratos adjudicados siguen vigentes y bajo administración del AESO.

En conjunto, estos mecanismos han permitido el crecimiento sostenido de la generación renovable en Alberta, aún en ausencia de un mercado de capacidad o contratos a largo plazo administrados por el sistema.

1.3. Mercado spot en Alberta

El mercado eléctrico se caracteriza por una clara diferenciación entre segmentos. La generación está completamente desregulada y funciona bajo un modelo *energy-only*, donde los generadores son remunerados exclusivamente por la energía entregada.

El mercado eléctrico de corto plazo en Alberta opera exclusivamente en tiempo real y es gestionado por AESO. Los generadores participantes presentan ofertas horarias indicando cuánta energía están disponibles para generar y a qué precio, para cada hora operativa. Estas ofertas pueden actualizarse hasta 2 horas antes del inicio de la hora correspondiente y, una vez aceptadas, constituyen un compromiso firme tanto de entrega de energía como de cumplimiento de los parámetros técnicos declarados: rampas máximas, capacidad mínima y máxima, tiempo de arranque y disponibilidad. Las ofertas aceptadas se ordenan por orden de mérito en un despacho económico, y el AESO determina el precio de mercado (*pool price*) como el valor de la última oferta necesaria para cubrir la demanda. Todos los generadores despachados reciben ese precio marginal, independientemente del precio que ofrecieron.

Cabe destacar que en Alberta no existe cooptimización entre el mercado de energía y el mercado de servicios auxiliares: estos se gestionan de forma independiente mediante procesos de adquisición separados, lo cual puede generar ineficiencias operativas al no considerar simultáneamente los beneficios combinados de energía y reservas. A pesar de esta limitación, el modelo actual permite flexibilidad horaria y competencia abierta, y está diseñado para garantizar eficiencia económica y confiabilidad en tiempo real¹⁵.

1.3.1. Gestión de condiciones de escasez de oferta en el mercado eléctrico de Alberta

La escasez de oferta es gestionada mediante un conjunto de mecanismos operativos escalonados, diseñados para resguardar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. En primer lugar, ante una insuficiencia de oferta para satisfacer la demanda prevista, el AESO puede, reducir temporalmente los volúmenes de reservas operativas (*regulating reserve*) con el fin de liberar capacidad disponible.

Adicionalmente, el operador del sistema puede emitir alertas de red (*Grid Alerts*) dirigidas a los participantes del mercado para advertir sobre condiciones de suministro estrecho (*tight supply*) y solicitar respuestas operativas o comerciales voluntarias. Mas aún, en escenarios donde se proyecta un déficit sostenido, el AESO está facultado para activar unidades generadoras de largo tiempo de arranque mediante las denominadas *Supply Cushion Directives (SCD)*, independientemente de su competitividad económica en la curva de mérito. Estas directrices se aplican en el marco de las reglas transitorias de mitigación de poder de mercado (*Interim Market Power Mitigation Rules*), implementadas en 2024. Finalmente, en etapas críticas, el operador puede ordenar reducciones contractuales de carga (por ejemplo, cargas interruptibles) o implementar desconexiones rotativas planificadas para preservar la integridad del sistema eléctrico.

Como ejemplo de las acciones tomadas por el AESO, se puede mencionar que, durante el año 2024, el AESO emitió ocho alertas de red y gestionó 76 eventos asociados a exceso de oferta¹⁶.

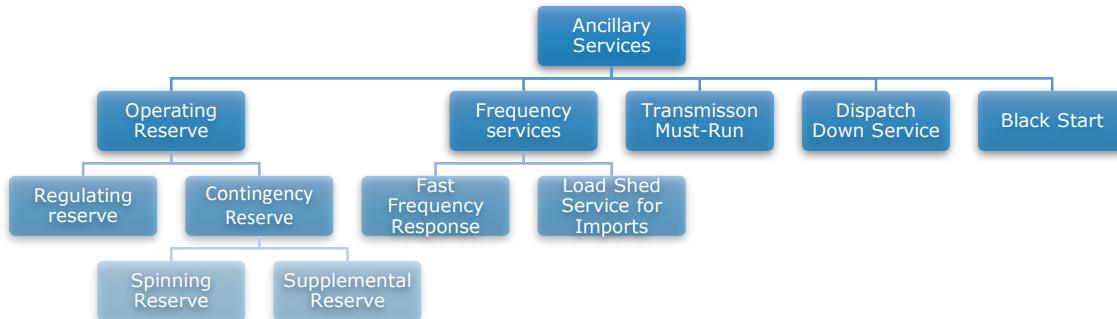
1.4. Servicios auxiliares

En el sistema eléctrico de Alberta, los servicios auxiliares (SSAA), identificados en Figura 7, juegan un rol clave para garantizar la operación segura, confiable y estable del sistema.

¹⁵ AESO 2024 Annual Market Statistics, March 2025

¹⁶ AESO 2024 Annual Market Statistics, March 2025

Figura 7. Servicios Auxiliares en Alberta



Fuente: Elaboración GME

Uno de los principales servicios auxiliares en el sistema eléctrico de Alberta es la reserva operativa (*Operating Reserve*), compuesta por dos categorías:

- *Regulating Reserve*: utilizada para el balanceo minuto a minuto mediante AGC;
- *Contingency Reserve (CR)*:
 - *Spinning Reserve*: provista por unidades sincronizadas listas para responder en caso de contingencia.
 - *Supplemental Reserve*: suministrada por recursos fuera de línea capaces de iniciar operación en menos de diez minutos.

Estas reservas se adquieren mediante subastas diarias administradas por el AESO, lo que garantiza una contratación competitiva y eficiente. La Contingency Reserve puede contratarse bajo dos compromisos comerciales diferentes: *Active* y *Standby*.

La modalidad *Active* representa la cobertura primaria obligatoria que el AESO debe mantener todos los días para cumplir los estándares de confiabilidad (BAL-002) y sus reglas operativas ISO 205.4. Los participantes presentan sus ofertas en la subasta diaria expresadas como un índice al Pool Price. El operador acepta las ofertas de menor costo y determina un precio de liquidación sumando el margen de equilibrio al Pool Price horario. Quienes resultan seleccionados reciben un pago por disponibilidad —medido en centavos de dólar por megavatio-hora— y, sólo si la reserva se despacha durante un evento de contingencia, un pago adicional por la energía efectivamente entregada. Para poder ser parte de la reserva *Active*, la unidad deberá estar lista para aportar potencia en un tiempo máximo de diez minutos. En 2024 esta modalidad concentró el 94 % del gasto total en *Operating Reserves*, equivalente a aproximadamente 255 millones de dólares canadienses.

Por su parte, la modalidad *Standby* funciona como un seguro adicional. El AESO la contrata cuando los análisis de riesgo muestran que la reserva *Active* podría no ser suficiente ante fallas simultáneas o restricciones de transmisión. Las ofertas *Standby* también se presentan en la subasta diaria, pero incluyen dos componentes de precio: un *Premium* que retribuye la mera disponibilidad del recurso y un *Activation* que sólo se paga si el operador instruye su despacho. Esta doble estructura permite al AESO mantener un colchón flexible a bajo costo: el *Premium* se liquida siempre, mientras que el *Activation* sólo se devenga si la reserva se utiliza. Durante 2024 se contrataron 713 GWh bajo esta modalidad, de los cuales sólo 87 GWh fueron finalmente activados. El desembolso resultante ascendió a 16

millones de dólares canadienses —un 6 % del gasto total en *Operating Reserves*—, lo que demuestra su carácter residual.

Ambas modalidades se complementan: el AESO asegura primero el volumen reglamentario mediante la reserva Active y, sólo en caso necesario, añade bloques *Standby* para cubrir incertidumbres adicionales. En los últimos años, la implementación de pronósticos más precisos y la creciente presencia de recursos flexibles han permitido reducir tanto el volumen como la frecuencia de activación de la reserva *Standby*, recortando sus costos operativos en más de un ochenta por ciento respecto de 2023. Este comportamiento confirma que la *Standby Reserve* mantiene un papel estratégico, pero cada vez menos recurrente, dentro de la arquitectura de confiabilidad del sistema eléctrico de Alberta.

Adicionalmente, ante el creciente ingreso de energías renovables intermitentes, el AESO ha incorporado el *Fast Frequency Response* (FFR), orientado a contener desviaciones de frecuencia en escalas de sub-segundos, así como el *Load Shed Service for Imports* (LSSI), que permite la desconexión automática de cargas para proteger las interconexiones en caso de contingencias severas.

Otros servicios esenciales incluyen el *Transmission Must-Run* (TMR), que proporciona soporte de voltaje en áreas con redes débiles, y los *Blackstart Services*, que permiten restablecer el sistema tras una interrupción total, sin depender de una fuente externa de energía.

Finalmente, el *Dispatch Down Service* (DDS) permite al AESO instruir la reducción de generación —principalmente renovable— en condiciones de congestión de red o exceso de oferta. Las unidades participantes son compensadas por la energía restringida, conforme a los lineamientos establecidos, contribuyendo a la estabilidad del sistema y a su flexibilidad operativa.

Tabla 4 resume las principales características de los SSAA en Alberta.

Tabla 4. Principales Características de los Servicios Auxiliares en Alberta

Servicio Auxiliar	Objetivo principal	Modalidad de adquisición	Tiempo de activación	Participantes habilitados	Forma de remuneración
<i>Fast Frequency Response (FFR)</i>	Respuesta ultrarrápida a caídas de frecuencia	RFP en piloto; futura integración en mercado	1-2 segundos	Baterías / recursos con electrónica de potencia	Por definir en piloto; esperado pago dual
<i>Regulating Reserve (RR)</i>	Balanceo automático en tiempo real (segundos a minutos)	Subasta diaria	<1 minuto (AGC)	Generadores despachables	Precio mercado + pago por disponibilidad
<i>Spinning Reserve (SR)</i>	Respuesta inmediata ante pérdida de generación	Subasta diaria	≤10 minutos	Unidades sincronizadas	Precio mercado + activación si es usada
<i>Supplemental Reserve (SupR)</i>	Respuesta adicional ante eventos mayores	Subasta diaria	≤10 minutos	Unidades fuera de línea, cargas activables	Precio mercado + activación si es usada
<i>Blackstart Service</i>	Restablecimiento del sistema tras apagón total	Contratos a largo plazo AESO	Variabile (preparado)	Generadores con capacidad autónoma de arranque	Pago contractual fijo anualizado
<i>Transmission Must-Run (TMR)</i>	Mantención de tensión/estabilidad en zonas débiles de la red	Contratos bilaterales o designaciones específicas	Continuo o programado	Generadores estratégicos para soporte de red	Costo reconocido en tarifa regulada TMR
<i>Load Shed Service for Imports (LSSi)</i>	Desconexión automática de carga para proteger interconexiones	Licitación directa AESO; contrato activo	Instantáneo	Grandes consumidores industriales	Pago fijo más incentivos por desempeño
<i>Dispatch Down Service (DDS)</i>	Reducción de generación ante exceso de oferta o congestión	Despacho manual por AESO según necesidad	Variabile	Generadores con capacidad flexible o renovables	Compensación por energía no generada

Fuente: Elaboración GME

1.4.1. Métodos de recaudación Servicios auxiliares

Los costos de los servicios auxiliares no se trasladan directamente al mercado *spot*, sino que son recaudados a través de la tarifa del sistema de transmisión (ISO Tariff), administrada por el AESO y aprobada por la *Alberta Utilities Commission* (AUC). Este mecanismo incluye:

- Asignación de costos a los usuarios de transmisión (principalmente Distribuidoras, Grandes Clientes y Exportadores) mediante la tarifa DTS (*Demand Transmission Service*).
- Los costos se agregan como un componente tarifario específico asociado a los servicios auxiliares, bajo el principio de costos prudentes y necesarios.
- La tarifa es ajustada anualmente según el presupuesto aprobado del AESO, reflejando los costos reales proyectados para *Operating Reserves*, TMR, *Black start*, LSSI y otros servicios.
- Estos ingresos permiten al AESO pagar a los proveedores de servicios auxiliares bajo los términos establecidos en el mercado o por contrato.

Este sistema asegura una recuperación eficiente y transparente de los costos, sin distorsionar el precio de la energía en el mercado mayorista, y mantiene la independencia operativa del AESO al contratar servicios críticos para la confiabilidad del sistema.

1.5. Flexibilidad en Alberta

En Alberta, la flexibilidad del sistema eléctrico es una condición operativa fundamental para asegurar que la red pueda responder, en tiempo real, a los desafíos que plantea la integración de fuentes renovables y la creciente volatilidad del sistema. La flexibilidad se entiende como la capacidad del sistema para adaptarse a cambios rápidos e inesperados en la demanda o en la oferta, manteniendo el equilibrio energético y la estabilidad operativa sin comprometer la seguridad del suministro.

En el reporte *System Flexibility Assessment* de 2022, AESO identifica que, si bien en el corto plazo no hay una amenaza inminente, existen señales claras de que los requerimientos de flexibilidad aumentarán significativamente hacia el final de la década. Se ha identificado que los ciclos de encendido y apagado (*on/off cycling*) de las unidades térmicas han aumentado, al igual que los errores de pronóstico en la generación solar y eólica. También se observa una disminución en la inercia del sistema, lo cual debilita la respuesta ante perturbaciones de frecuencia. Estos factores podrían elevar el riesgo de eventos no controlados si no se toman medidas preventivas.

Adicionalmente, el escenario denominado *Clean-Tech* proyecta una alta incorporación de generación eólica, solar y almacenamiento, lo que genera un patrón más errático en la demanda neta. Esto obliga al sistema a contar con suficientes recursos que puedan responder rápida y eficientemente a grandes rampas o caídas de producción renovable.

Como parte de la estrategia de adaptación, el AESO ha comenzado a implementar diversas iniciativas que se describen a continuación y que han permitido mejorar el desempeño del sistema en un ambiente de alta penetración de ERV.

1.5.1. Estrategia integrada del AESO para mitigar el ciclado térmico, los errores de pronóstico y la pérdida de inercia

Para mitigar los riesgos combinados que ya se observan –mayor ciclado de las unidades térmicas, desvíos de pronóstico renovable y pérdida paulatina de inercia– el AESO ha articulado una respuesta escalonada que integra medidas operativas, de servicios auxiliares y regulatorias:

a) Refuerzo operativo y de reservas:

Desde octubre de 2023 el operador elevó la banda de *Regulating Reserve* de 170 MW a 210 MW para absorber la variabilidad de la demanda neta; al mismo tiempo optimizó la contratación de *Standby Reserve*. Como resultado, en 2024 el gasto total en *Operating Reserves* cayó 28 % hasta 271 millones CAD y el costo de las *Standby* se desplomó 64 % hasta 16 millones, apoyado además por una reducción del 53 % en el pool price anual.

b) Mayor margen y uso selectivo de directivas:

Las nuevas incorporaciones de ciclo combinado y renovables ampliaron el *supply cushion* medio un 14 % (1794 MW), pero cuando el margen previsto se estrecha el AESO recurre a las Supply Cushion Directives para arrancar con antelación unidades de largo tiempo de arranque y evitar déficits críticos.

c) Estabilidad de frecuencia:

El piloto de *Fast Frequency Response (FFR)* pasó a operación plena en 2024 y permitió elevar en 70 MW la capacidad de importación desde el WECC, aportando soporte inercial externo en los primeros segundos de un evento. Paralelamente, se está reforzando la dotación de *Primary Frequency Response* y mejorando la visibilidad operativa en el centro de control, siguiendo las recomendaciones realizadas en el 2022 System Flexibility Assessment.

d) Adecuaciones tarifarias que habilitan nuevos recursos:

Bajo la Decisión 28989-D01-2024, el nuevo diseño de *Rate DOS (Demand Opportunity Service)* entrará en vigor el primero de febrero de 2025; la estructura revisada elimina sobrecargos que penalizaban ciclos frecuentes de carga/descarga y facilita la participación económica del almacenamiento y otras cargas flexibles tanto en arbitraje energético como en mercados de reserva.

Esta combinación de reservas automáticas más robustas, FFR contractual, directivas preventivas sobre unidades térmicas y apertura tarifaria al almacenamiento sitúa al sistema en mejores condiciones para contener caídas de frecuencia, reducir arranques rápidos innecesarios y absorber rampas renovables crecientes. El AESO continúa monitorizando la tendencia de inercia y variabilidad y, de acelerarse, activará productos de inercia sintética y ajustes de despacho adicionales que ya están esbozados en su plan de confiabilidad.

e) Rider J – Mecanismo de Recuperación de Costos del Servicio de Pronóstico Eólico y Solar

El Rider J es un recargo exclusivo de la *ISO Tariff* del AESO destinado a recuperar el costo

íntegro del servicio de pronóstico centralizado para los parques eólicos y solares conectados a la red de Alberta. Desde su creación en 2011, ha financiado la contratación de proveedores especializados que entregan pronósticos en diversos horizontes de tiempo, herramienta fundamental para dimensionar las reservas operativas y salvaguardar la confiabilidad del sistema. Este recargo permite financiar servicios de pronóstico eólico-solar, con una senda de autofinanciación prácticamente equilibrada.

Originalmente concebido sólo para la generación eólica, el Rider J fue ampliado a la solar tras la Decisión 26980-D01-2021 de la *Alberta Utilities Commission*. De esta forma, ambas tecnologías variables comparten un esquema de costo socializado: quienes más energía producen, más aportan al fondo de pronósticos, evitando trasladar estos gastos al resto de los usuarios de transmisión. Para estos efectos, cada año el AESO estima (i) el gasto contractual del servicio y (ii) el saldo acumulado —positivo o negativo— de ejercicios previos. Al sumar ambos montos y dividirlos por la energía renovable proyectada, se obtiene la tarifa Rider J expresada en CAD/MWh.

Para 2025 la propuesta tarifaria indica un costo de 196 500 CAD, cifra que aumenta respecto de 2024 debido a la incorporación de un segundo proveedor frente al rápido crecimiento de capacidad renovable. Considerando un saldo sobrerecaudado de 34,099 CAD al cierre de 2024 y una generación eólica-solar esperada de 20 TWh, el AESO propone mantener la tarifa en 0.01 CAD/MWh. Se proyecta así cerrar 2025 con un saldo casi nulo, cumpliendo el principio de autofinanciación. Este pequeño aporte asegura la sostenibilidad de una herramienta operativa que facilita la continua expansión de la generación variable en Alberta sin incrementar significativamente los costos sistémicos.

El Rider J se aplica exclusivamente a los titulares de instalaciones eólicas y solares, calculado sobre la energía realmente inyectada al sistema. El cargo aparece como una línea independiente en la factura mensual emitida por el AESO, separado de los peajes de transmisión convencionales y de otros riders (por ejemplo, Rider F).

Cabe destacar que Rider J no penaliza los errores de pronóstico individuales. El incentivo para mejorar la precisión se materializa, más bien, en la exposición al riesgo de precio por desbalances en el mercado tiempo real y en la reducción potencial de futuras reservas operativas. Con todo, al estar financiado por los propios generadores variables, el servicio centralizado incrementa la calidad agregada de las predicciones y permite al AESO optimizar su gestión de confiabilidad.

1.6. Atributos de flexibilidad

En Alberta, los atributos de flexibilidad han sido evaluados de manera rigurosa por el AESO en el *System Flexibility Assessment* de 2022. Estos atributos se alinean principalmente con una visión técnica-operativa del sistema, aunque también comienzan aemerger algunas señales de transformación hacia formas más descentralizadas y digitales de flexibilidad. A continuación, se describen los atributos identificados, clasificados en dos grandes categorías: operativos y técnicos tradicionales, y emergentes.

1.6.1. Atributos operativos y técnicos tradicionales

Entre los atributos técnicos convencionales que sustentan la operación segura del sistema eléctrico de Alberta, se encuentra en primer lugar la capacidad de rampa, entendida como

la habilidad del sistema para responder a variaciones rápidas en la demanda neta. El AESO analizó detalladamente las distribuciones de rampas de 10 y 60 minutos, tanto para la carga como para la generación variable y neta. Estas rampas se comparan con la capacidad del sistema despachable para responder en el mismo periodo, proporcionando una medida del estrés operativo.

La reserva operativa es otro atributo clave, gestionado principalmente mediante el despacho económico del mercado de energía y el uso de reservas de regulación automática que responden a variaciones minuto a minuto. Estos mecanismos permiten al sistema mantenerse en equilibrio frente a fluctuaciones constantes en la oferta y la demanda.

El AESO también considera la respuesta de frecuencia como un aspecto esencial para la estabilidad. En el informe se documenta cómo las unidades generadoras síncronas han reaccionado ante eventos históricos de desviaciones de frecuencia, y se simulan distintas configuraciones del sistema para observar su comportamiento en escenarios futuros.

Aunque no se presentan como categorías explícitas, atributos como el tiempo de activación y la duración de la entrega se abordan a través de indicadores como el retraso promedio de respuesta (*average response delay*) y el análisis del ciclado de activos (*asset on/off cycling*). Este último refleja cuántas veces por día, en promedio, una unidad generadora se enciende o apaga, ofreciendo indicios sobre su capacidad para responder de forma sostenida a requerimientos del sistema. Un aumento en estos ciclos puede señalar una presión operativa excesiva derivada de la variabilidad.

El AESO también monitorea el error de pronóstico en generación renovable —especialmente en eólica y solar— tanto a nivel diario como horario. Estos errores pueden afectar la planificación del despacho y la necesidad de reservas adicionales. El *supply cushion*, es decir, el margen de capacidad disponible por encima de la demanda se utiliza para evaluar la holgura operativa en cada intervalo.

Otro atributo central es la inercia del sistema, la cual proviene principalmente de la generación síncrona conectada. El AESO ha modelado distintos niveles de inercia y analizado su efecto sobre el RoCoF ante eventos como la pérdida súbita de importaciones o generación interna. Se observa una tendencia decreciente de la inercia, en línea con el crecimiento de fuentes renovables no síncronas.

También se ha evaluado la fortaleza de red y la respuesta ante fallas del sistema, mediante simulaciones dinámicas bajo múltiples condiciones operativas previstas para el período 2022–2031. Estas simulaciones examinan la capacidad del sistema para resistir contingencias eléctricas y mantener la estabilidad transitoria.

En cuanto al control de tensión y la provisión de potencia reactiva, estos aspectos se consideran dentro del análisis de estabilidad de tensión y desempeño general del sistema, aunque no se presentan como productos de mercado separados ni con métricas específicas.

Por último, la flexibilidad de la red de transmisión, aunque no es tratada como una categoría explícita, se encuentra implícita en los análisis que consideran el comportamiento del sistema ante distintas configuraciones de despacho y topologías de red, así como en el uso de importaciones y exportaciones para mantener el equilibrio del sistema.

1.6.2. Atributos emergentes

En Alberta los atributos emergentes de flexibilidad aún no están completamente desarrollados o institucionalizados, aunque existen elementos que indican su incipiente integración.

Uno de ellos es la despachabilidad o controlabilidad digital, entendida como la capacidad de los recursos para ser gestionados de forma remota, rápida y precisa. En Alberta, este atributo se expresa más bien en términos económicos, es decir, en la capacidad de los activos para ser despachados según sus ofertas en el mercado. No obstante, el informe no documenta aún la incorporación de plataformas digitales, control remoto de dispositivos residenciales ni agregación activa de recursos distribuidos.

La movilidad eléctrica flexible, en tanto, no es considerada en el informe. No se identifican programas ni simulaciones que analicen el rol de los vehículos eléctricos como activos bidireccionales (por ejemplo, en esquemas de *vehicle-to-grid* o carga diferida), por lo que este atributo permanece fuera del radar de planificación actual.

Tampoco se aborda el valor local de la flexibilidad. El análisis del AESO se limita a una perspectiva sistémica, sin desagregación geográfica ni evaluación de beneficios diferenciales en áreas específicas de la red, como ocurre en otras jurisdicciones que han desarrollado mercados locales de flexibilidad.

El atributo de flexibilidad temporal aparece parcialmente reflejado en el análisis de rampas, despachos y métricas operativas en distintas escalas de tiempo. Si bien se evalúan eventos con distinta duración, este enfoque no se sistematiza como una categoría específica que considere explícitamente la entrega de flexibilidad en segundos, horas o días.

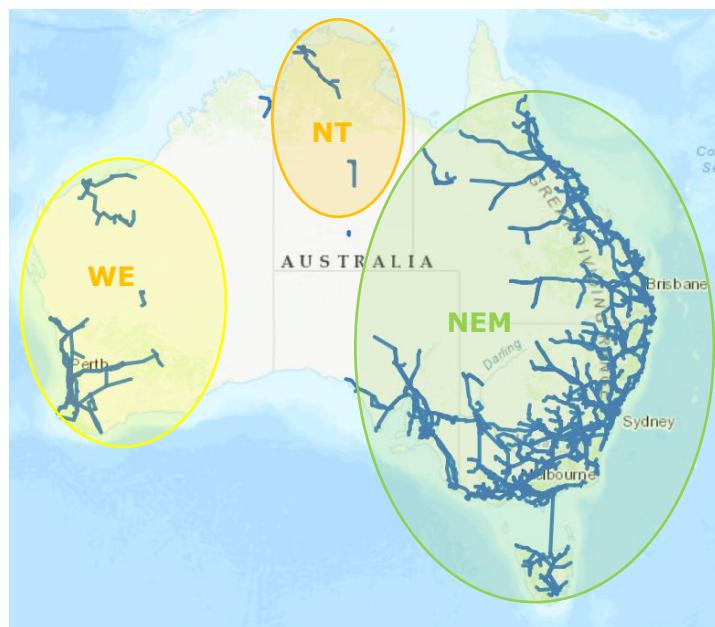
Finalmente, atributos como la multivectorialidad y la resiliencia climática y estacional no son abordados en el informe. No se contempla la interacción entre vectores energéticos (electricidad, calor, hidrógeno) ni se modelan escenarios de eventos extremos prolongados —como días fríos sin viento— que pongan a prueba la robustez del sistema en condiciones adversas.

2. Australia

2.1. Visión general del sector eléctrico australiano

Australia cuenta con tres sistemas eléctricos principales, cada uno con su propio mercado y marco regulatorio: el *National Electricity Market* (NEM), el *Wholesale Electricity Market* (WEM) y el *North Territory Electricity Network* (NT). Adicionalmente, Australia cuenta con múltiples microredes aisladas que abastecen a comunidades remotas y centros mineros en regiones de difícil acceso. Estas redes, gestionadas en su mayoría por Horizon Power y operadores locales, dependen de generación local basada en diésel y gas, combinada progresivamente con fuentes renovables y sistemas de almacenamiento para garantizar la continuidad del suministro. Este enfoque resulta esencial para mantener la seguridad energética en áreas no cubiertas por la red de transmisión convencional^{17 18 19 20 21}. La ubicación geográfica de los tres principales sistemas se presenta en Figura 8.

Figura 8. Sistemas eléctricos en Australia



Elaboración GME, Fuente: *Digital Atlas of Australia*

2.1.1. National Electricity Market

El NEM constituye la principal red interconectada de suministro eléctrico de Australia,

¹⁷ National Power System of Australia, 2020.

¹⁸ Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market, AEMO, 2023.

¹⁹ The Value of Flexibility in Australia's National Electricity Market, Elsevier, 2021.

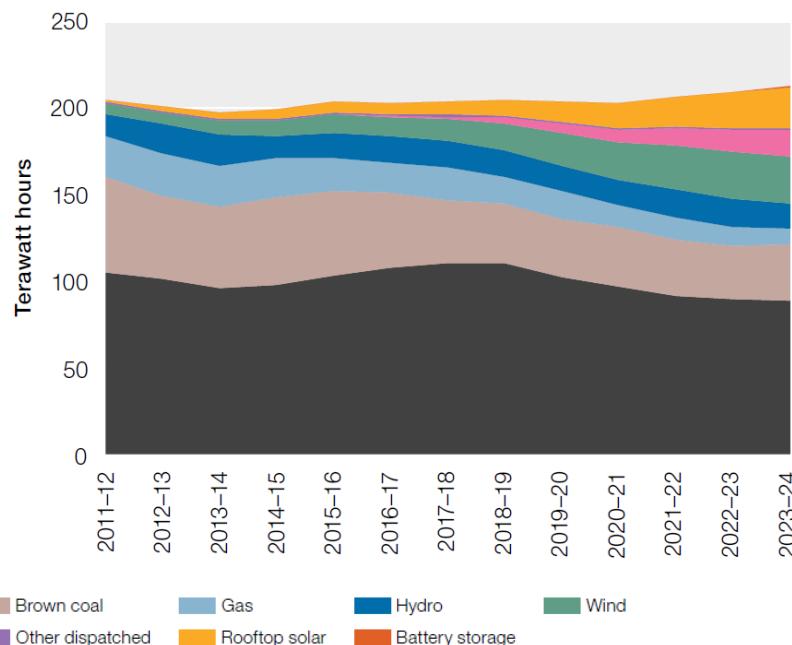
²⁰ State of the Energy Market 2024, Australian Energy Regulator (AER), 2024.

²¹ Australian Energy Market Operator (AEMO). 2024 Wholesale Electricity Market Electricity Statement of Opportunities. Publicado en junio de 2024.

abarcando aproximadamente 43,308 km de líneas de transmisión de alta tensión que enlazan cinco regiones operativas: *Queensland*, Nueva Gales del Sur (NSW), Victoria, Australia del Sur y Tasmania. La red es gestionada por *Powerlink* (Queensland), *TransGrid* (NSW), *AusNet Services* (Victoria), *ElectraNet* (Australia del Sur) y *TasNetworks* (Tasmania), operadores que gestionan activos críticos para la transferencia de energía mediante interconexiones clave como QNI (NSW-QLD), Heywood (VIC-SA), Basslink (VIC-TAS) y *Murraylink* (VIC-SA), permitiendo flujos bidireccionales de 200 MW a 1,500 MW según la infraestructura específica. Su operación y el despacho centralizado de generación y los SSAA están a cargo del *Australian Energy Market Operator* (AEMO).

A junio de 2024, la capacidad de generación instalada en el NEM asciende a 84,033 MW, reflejando un crecimiento sostenido en tecnologías de energía limpia. Las fuentes renovables (solar distribuida y a gran escala, eólica, hidroeléctrica y almacenamiento en baterías) representan aproximadamente un 60%, mientras que la generación térmica a base de carbón y gas representa el 40%. Durante el ejercicio fiscal 2023–2024, la generación alcanzó 213 TWh de electricidad, lo que representa un 1% respecto del periodo anterior. El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación desde 2011 a 2024, apreciándose el incremento en la participación de las energías renovables.

Figura 9 Evolución de la matriz de generación en el NEM



Fuente: State of the Energy Market 2024, Australian Energy Regulator (AER), 2024

Por otra parte, la topología del NEM, de configuración predominantemente radial y extensa —superior a 5,000 km de longitud lineal—, plantea desafíos técnicos y económicos significativos para garantizar la seguridad, estabilidad y flexibilidad del sistema. Este diseño adquiere mayor complejidad en un contexto de transición energética acelerada, impulsada por la creciente incorporación de generación renovable variable y distribuida, como la energía eólica y solar fotovoltaica.

En este contexto de transformación estructural, la red enfrenta la necesidad de reforzar su

flexibilidad técnica y regulatoria. Se prevé que la descarbonización continúe impulsando el cierre progresivo de plantas térmicas a carbón y gas, mientras se expande la inversión en capacidades de almacenamiento (baterías y proyectos hidroeléctricos de bombeo) para gestionar la intermitencia de las renovables y garantizar la confiabilidad del suministro. La evolución del mercado, reforzada por reformas regulatorias recientes que incluyen la integración de objetivos de reducción de emisiones en la planificación energética, subraya la prioridad de una transición eficiente y resiliente para el sistema eléctrico australiano.

2.1.2. Western Australia Electricity Market

El WEM opera exclusivamente en la región suroeste de Australia Occidental, dentro del *South West Interconnected System (SWIS)*, y es gestionado por el AEMO bajo un esquema de mercado híbrido que combina contratos bilaterales entre generadores y minoristas con un mercado mayorista y un mercado de capacidad (*Reserve Capacity Mechanism, RCM*). Este diseño garantiza la disponibilidad de generación suficiente para cubrir la demanda futura, manteniendo la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico en un sistema aislado de más de 1.1 millones de consumidores. A 2025, El sistema cuenta con una capacidad disponible de 5,183 MW.

2.1.3. Territorio del Norte

El NT mantiene un sistema eléctrico aislado, sin interconexión con el NEM ni con el WEM. La red está estructurada en tres subsistemas principales: el Darwin–Katherine *Interconnected System (DKIS)*, Alice Springs y Tennant Creek, todos operados por *Power and Water Corporation*. La generación se apoya principalmente en gas natural y diésel, aunque se observa un aumento sostenido de instalaciones solares locales. La infraestructura del NT incluye aproximadamente 10,520 km de red de transmisión y distribución, con una demanda máxima de aproximadamente 400 MW, datos consistentes con la información del año fiscal 2023–2024.

2.1.4. Redes aisladas

Además de estos tres sistemas principales, existen pequeñas redes eléctricas aisladas en comunidades remotas y mineras, que dependen de fuentes locales como diésel, gas y energías renovables. Estos sistemas son esenciales para garantizar el suministro en zonas donde la infraestructura de transmisión no llega.

Las siguientes secciones se centran en el NEM considerando su mayor tamaño y nivel de desarrollo en relación con los otros sistemas.

2.2. Mercados de contratos de electricidad en el NEM

En el NEM de Australia, los contratos a futuro y los mecanismos de cobertura desempeñan un papel fundamental para los participantes del mercado eléctrico, al permitir la gestión del riesgo asociado a la alta volatilidad de los precios *spot*. Estos contratos son instrumentos financieros sin entrega física de energía, diseñados para asegurar precios futuros de compra o venta de electricidad. Los tipos más comunes incluyen los contratos swap, que fijan un precio específico por MWh; los contratos cap, que ofrecen protección ante precios *spot* excesivamente altos (por ejemplo, superiores a 300 AUD/MWh); y los contratos collar, que establecen un rango de precios mínimo y máximo. También existen

contratos bilaterales negociados directamente entre generadores y consumidores (*over-the-counter*, OTC), empleados especialmente en acuerdos de suministro a largo plazo.

Estas coberturas se negocian principalmente en el mercado de derivados de ASX Energy, el cual ofrece productos estandarizados para distintas regiones del NEM. Por ejemplo, un generador puede firmar un contrato swap por 80 AUD/MWh; si el precio *spot* alcanza los 120 AUD/MWh, el generador entrega la energía al mercado *spot* y, al estar cubierto por el contrato, transfiere la diferencia de 40 AUD/MWh a la contraparte, asegurando así un ingreso estable de 80 AUD/MWh.

La interacción entre el mercado *spot* y los contratos a futuro es continua y directa. Si bien todos los participantes están expuestos físicamente al mercado *spot*, los contratos a futuro permiten asegurar ingresos o costos predecibles, facilitando la planificación operativa y financiera. Esta capacidad es especialmente valiosa para los proyectos de generación renovable, cuyos ingresos pueden fluctuar significativamente en función de las condiciones meteorológicas.

Además de su función como herramientas financieras, los contratos a futuro también se relacionan con la flexibilidad del sistema. En un contexto de creciente penetración de energías renovables variables, recursos flexibles como las baterías, las plantas de gas de ciclo abierto y los esquemas de respuesta de la demanda cobran relevancia. Estos recursos pueden aprovechar picos de precios en el mercado *spot* para obtener ingresos adicionales si no están completamente cubiertos por contratos fijos, o bien ser operados estratégicamente en función del diferencial entre precios contratados y precios reales.

2.3. Mercado *spot* en el NEM

El NEM opera como un mercado *spot* en tiempo real, sin contar con un mercado "day-ahead" como en otros países. En este esquema, los generadores presentan ofertas cada cinco minutos, indicando la cantidad de energía disponible (en MW) y el precio correspondiente (en AUD/MWh). Estas ofertas son procesadas por el motor de despacho centralizado de AEMO, el NEMDE (*National Electricity Market Dispatch Engine*), que selecciona las ofertas más económicas necesarias para cubrir la demanda en cada intervalo, optimizando el costo total del sistema.

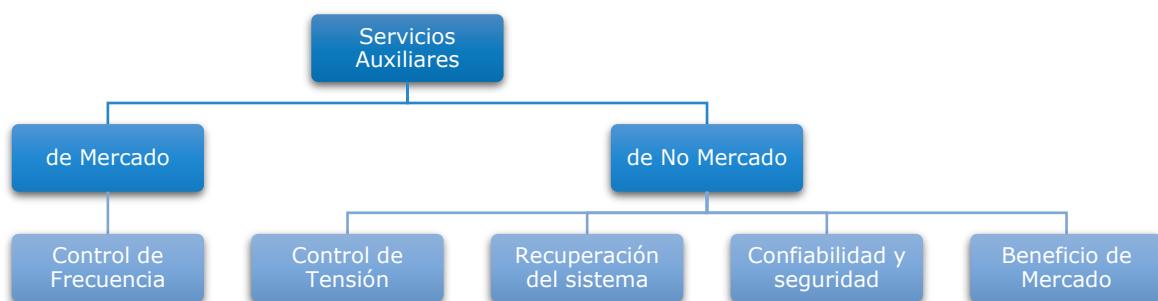
Adicionalmente, los participantes del mercado deben presentar diariamente sus ofertas para el día siguiente antes de las 12:30 p.m. Estas ofertas pueden estructurarse en hasta diez bandas de precio por unidad de generación, ordenadas de menor a mayor, cada una con cantidades específicas de energía. Aunque los precios deben fijarse con antelación, las cantidades disponibles, los límites de habilitación y los puntos de ruptura pueden modificarse posteriormente (*rebidding*), bajo ciertas condiciones regulatorias de transparencia. Esta flexibilidad permite a los participantes adaptarse a cambios operativos, meteorológicos o de precios de combustibles.

Desde octubre de 2021, el NEM realiza la liquidación económica cada cinco minutos (anteriormente cada 30 minutos), lo que ha incrementado la precisión de las señales de precios y ha favorecido la participación de tecnologías flexibles como baterías, respuesta de la demanda y generación rápida. El precio *spot* se determina con base en la oferta más costosa aceptada para satisfacer la demanda en cada intervalo, y se aplica de manera uniforme a todos los generadores despachados, promoviendo competencia y eficiencia.

2.4. Servicios Auxiliares en el NEM

El funcionamiento seguro y confiable del NEM de Australia depende en gran medida de la disponibilidad y correcta operación de los SSAA. Estos servicios son mecanismos técnicos esenciales que permiten mantener parámetros eléctricos dentro de límites operativos aceptables, particularmente la frecuencia y el voltaje, y restaurar el sistema en caso de fallos o contingencias severas. El AEMO gestiona la provisión de estos servicios a través de dos esquemas principales: SSAA de mercado, adquiridos mediante procesos de oferta y cooptimización con la energía, y SSAA de no mercado, contratados directamente mediante contrato bilateral para resolver requerimientos técnicos específicos que no pueden cubrirse mediante mercados competitivos. Las clasificaciones de servicios son ilustradas en Figura 10.

Figura 10. Clasificaciones de SSAA en Australia



Fuente: Elaboración GME

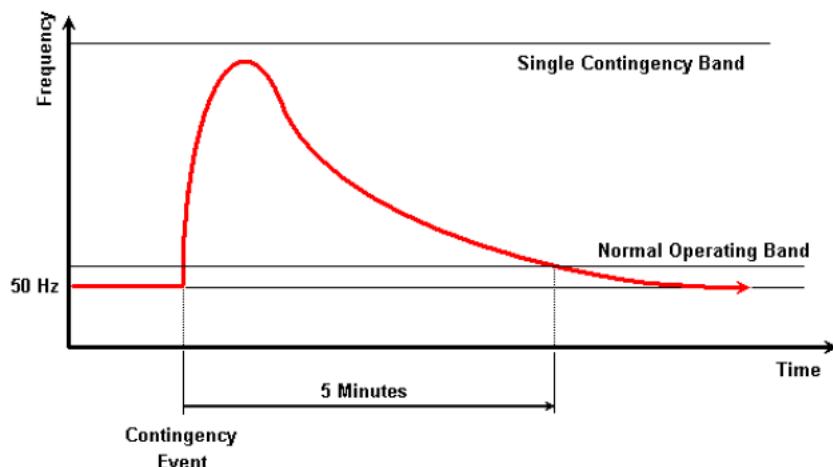
2.4.1. Servicios Auxiliares de Mercado

Los SSAA de mercado consisten en Servicios de Control de Frecuencia (*Frequency Control Ancillary Services*, FCAS) y son esenciales para equilibrar en tiempo real la generación y la demanda, asegurando que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de los márgenes operativos aceptables. Se dividen en:

- Regulación (*Regulation Raise and Lower*): ajustan la generación automáticamente para corregir pequeñas desviaciones de frecuencia. Operan de forma continua mediante AGC.
- Contingencia (*Very Fast, Fast, Slow and Delayed Raise/Lower Contingency*): se activan cuando ocurre una contingencia como la desconexión imprevista de una unidad generadora o de una carga crítica. Tienen tiempos de respuesta que van desde 1 segundo hasta 5 minutos.

De acuerdo con los estándares de frecuencia del NEM, AEMO tiene la responsabilidad de asegurar que, tras un evento de contingencia considerado plausible, cualquier desviación de la frecuencia permanezca dentro de los límites permitidos para contingencias y se corrija para volver al rango normal de operación en un máximo de cinco minutos. El esquema de control de contingencia utilizada se muestra en Figura 11.

Figura 11 Control de frecuencia ante contingencias mediante servicios de contingencia



Fuente: AEMO

Los FCAS se gestionan mediante mercados *spot* cooptimizados con el despacho de energía. Los costos asociados a la provisión de estos servicios se determinan según el precio marginal regional y la cantidad de servicio habilitado y efectivamente utilizado. Para asignar estos costos, el NEM aplica un principio conocido como “*Causer Pays*”, que identifica y cuantifica la contribución de cada participante —generadores y grandes consumidores— a las desviaciones de frecuencia que hacen necesario activar FCAS adicionales.

Una vez calculadas las responsabilidades individuales, AEMO factura directamente a los generadores, *retailers* y grandes usuarios conectados a la red de transmisión. Los *retailers*, a su vez, transfieren estos costos a los clientes finales integrándolos dentro del precio unitario de la energía (kWh) que ofrecen en sus contratos. De este modo, el consumidor residencial o comercial no percibe un concepto explícito de FCAS en su factura, pero paga su parte de forma implícita como parte del costo mayorista de la energía.

2.4.2. Servicios Auxiliares de no Mercado (NMAS)

Los NMAS se contratan para cubrir requisitos operativos que no pueden satisfacerse eficientemente a través de los mercados FCAS o de energía. Incluyen:

- a) Soporte y Control de Red (*Network Support and Control Ancillary Services, NSCAS*):
Incluyen servicios de:
 - VCAS: control de voltaje mediante potencia reactiva.
 - NLCAS: control de flujo de carga.
 - TOSAS: estabilización transitoria y oscilatoria.
- b) Recuperación del Sistema (): Permiten reiniciar áreas del sistema eléctrico después de un apagón total. Los proveedores mantienen su capacidad de arranque autónomo (*black start*) y son remunerados principalmente por disponibilidad.
- c) Seguridad y confiabilidad (*Reliability and System Restart Ancillary Services, SRAS Security Ancillary Services, RSAS*): Proveen soporte adicional para garantizar la seguridad operativa y la confiabilidad de suministro en circunstancias donde los

recursos de mercado no son suficientes. Pueden incluir recursos de generación y soluciones de red especiales.

- d) Beneficio de Mercado (*Market Benefit Ancillary Services*, MBAS): Su propósito es aumentar la capacidad de transferencia de la red para optimizar el despacho económico total del sistema. Se justifica cuando el ahorro resultante del menor costo de generación supera el costo del servicio contratado.

Por su parte, los NMAS se contratan directamente entre AEMO y proveedores específicos. Estos contratos tienen como finalidad resolver necesidades técnicas puntuales que no pueden ser atendidas eficientemente mediante los mercados *spot*.

El costo total de los contratos NMAS se agrega al componente regulado de operación de red y se distribuye entre todos los usuarios de la red a través de tarifas de transporte y distribución (TUOS y DUOS charges). En la práctica, estos cargos son recaudados por los operadores de red (*Transmission Network Service Providers* y *Distribution Network Service Providers*) y cobrados a los *retailers* y grandes clientes industriales, quienes nuevamente transfieren estos costos a los consumidores finales mediante el peaje de red o cargo fijo que forma parte de cada factura de electricidad.

Tabla 5 resume las principales características de los SSAA en el NEM.

Tabla 5. Características de los SSAA en Australia

Naturaleza	SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría	Cobertura	Objetivo Principal	Mecanismo de Remuneración
De mercado	Control Frecuencia de	Regulation Markets	Regulation Raise	Global	Corregir caídas leves de frecuencia de forma continua	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Regulation Lower	Global	Corregir aumentos leves de frecuencia de forma continua	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
		Contingency markets	Very Fast Raise (1s)	Global	Detener caída de frecuencia en 1 segundo	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Very Fast Lower (1s)	Global	Detener aumento de frecuencia en 1 segundo	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Fast Raise (6s)	Global	Detener caída de frecuencia en 6 segundos	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Fast Lower (6s)	Global	Detener aumento de frecuencia en 6 segundos	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Slow Raise (60s)	Global	Estabilizar caída de frecuencia en 60 segundos	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Slow Lower (60s)	Global	Estabilizar aumento de frecuencia en 60 segundos	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Delayed Raise (5 min)	Global	Recuperar frecuencia normal en 5 minutos tras caída	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
			Delayed Lower (5 min)	Global	Recuperar frecuencia normal en 5 minutos tras aumento	Mercado spot, pagos por habilitación y energía usada
De mercado no	Soporte y Control de Red	Network Support and Control Ancillary Services (NSCAS)	VCAS, NLCAS, TOSAS	Local	Controlar voltaje, flujos de carga y estabilidad dinámica	Contrato bilateral, pagos por disponibilidad o activación
	Reinicio del Sistema	System Restart Ancillary Services (SRAS)	Black Start Capability	Global	Restablecer suministro tras un black system	Contrato bilateral, pagos por disponibilidad anual
	Seguridad y confiabilidad	Reliability and Security Ancillary Services (RSAS)	Seguridad Operativa Local	Local	Mantener seguridad y confiabilidad ante insuficiencia de recursos	Contrato bilateral, pagos por disponibilidad y servicio prestado
	Beneficio de Mercado	Market Benefit Ancillary Services (MBAS)	Optimización de Despacho	Global	Incrementar capacidad de transferencia y reducir restricciones	Contrato bilateral, justificado por beneficio neto

Fuente: Elaboración GME

2.4.3. Cooptimización despacho de energía y SSAA en el NEM

En el plano operativo, el NEM emplea un mecanismo de cooptimización que permite despachar en forma conjunta energía y servicios auxiliares FCAS, asegurando el control de frecuencia y la estabilidad del sistema ante desequilibrios o contingencias, sin comprometer la eficiencia económica del despacho.

La cooptimización significa que NEMDE selecciona, en cada intervalo de cinco minutos, no solo qué unidades deben generar energía, sino también qué unidades deben reservar parte de su capacidad para ofrecer servicios auxiliares. Este proceso busca minimizar el costo total del sistema, considerando restricciones de red, requerimientos de estabilidad y precios ofertados por cada recurso. Por ejemplo, una batería puede ser despachada parcialmente para generar energía y, al mismo tiempo, ofrecer capacidad de respuesta rápida para regulación de frecuencia. La cooptimización permite a tecnologías emergentes competir eficientemente, promueve la estabilidad del sistema y reduce los costos globales del despacho.

En este marco, las unidades que ofrecen FCAS deben definir límites de habilitación y puntos de ruptura. Los límites de habilitación corresponden a los valores mínimo y máximo de generación entre los cuales la unidad es técnicamente capaz de proporcionar servicios auxiliares. Los puntos de ruptura, por su parte, describen cómo varía esa capacidad dentro del rango habilitado, ya sea aumentando, disminuyendo o manteniéndose constante. Esta relación se modela mediante un “trapezio FCAS”, que permite al NEMDE identificar la disponibilidad efectiva de servicios auxiliares según el nivel de operación de cada unidad.

Este enfoque contribuye a la integración eficiente de tecnologías flexibles y de generación renovable variable, al mismo tiempo que mantiene los niveles de confiabilidad operativa requeridos por el sistema.

2.5. Flexibilidad en el NEM

La flexibilidad se ha convertido en un atributo esencial para la operación y evolución del mercado eléctrico australiano, particularmente en el NEM, debido al crecimiento acelerado de la generación a partir de fuentes renovables variables como la solar fotovoltaica y la eólica. A medida que aumenta la participación de estas fuentes en la matriz energética — proyectada en un 72% para 2040 según el escenario central de AEMO— el sistema requiere una mayor capacidad para adaptarse rápidamente a los cambios en la oferta y la demanda.

Uno de los aspectos clave de la flexibilidad es la despachabilidad de los recursos energéticos. Las plantas térmicas convencionales, como las de gas o carbón negro, y las centrales hidroeléctricas, pueden ajustar su producción de manera más controlada que las renovables variables. No obstante, incluso dentro de las tecnologías convencionales existen diferencias: las plantas de carbón negro, por ejemplo, son más flexibles que las de carbón marrón. Por otro lado, las baterías, la respuesta de la demanda y las tecnologías de almacenamiento emergen como recursos altamente flexibles, capaces de responder en segundos ante desequilibrios en el sistema.

En términos económicos, la flexibilidad también tiene un valor de mercado creciente. Este se refleja en lo que se conoce como el “premium de flexibilidad”, es decir, la diferencia entre los precios promedio por energía despachada (*Dispatch Weighted Price*) que reciben

las plantas flexibles frente a las renovables no despachables. En regiones como Australia del Sur, donde la penetración de ERV supera el 50%, este diferencial ha aumentado significativamente, alcanzando hasta 61 AUD/MWh entre 2014 y 2019, lo que demuestra que los recursos capaces de adaptarse a las condiciones del sistema en tiempo real son cada vez más valorados.

La respuesta de la demanda es otro componente esencial de la flexibilidad. Inicialmente limitada a grandes consumidores industriales, hoy se está expandiendo a usuarios residenciales y comerciales gracias al desarrollo de tecnologías como medidores inteligentes, tarifas dinámicas y plataformas digitales. Ejemplos como la tarifa "solar sponge" en Australia del Sur, que incentiva el consumo durante las horas de mayor producción solar, muestran cómo el comportamiento del consumidor puede ser modulado para alinear la demanda con la disponibilidad renovable.

También se están desarrollando modelos de mercado bidireccional (*two-sided markets*), que permiten que consumidores y prosumidores participen activamente ofreciendo flexibilidad, ya sea a través de reducción de consumo o inyecciones a la red. Este tipo de mercado reconoce que incrementar el consumo en momentos de alta generación renovable puede ser tan valioso como reducirlo en momentos de escasez, cambiando la lógica tradicional del "*negavatio*" por una lógica de gestión dinámica de la carga.

A nivel operativo, la flexibilidad se gestiona mediante mecanismos como los servicios auxiliares de FCAS, que permiten mantener la frecuencia del sistema y reaccionar ante contingencias. Estos servicios están cooptimizados junto con la energía en el despacho del NEM, lo que garantiza una operación eficiente y una señal de precios adecuada para incentivar la participación de tecnologías rápidas y precisas.

Finalmente, la planificación del sistema también incorpora la flexibilidad como eje central. Iniciativas como el desarrollo de interconexiones (ej. *MarinusLink*, *SA-NSW Interconnector*), los ensayos de *Virtual Power Plants* (VPPs) y las reformas al diseño del mercado post-2025, buscan asegurar que el sistema tenga la capacidad de responder a condiciones variables sin comprometer la confiabilidad ni la seguridad del suministro.

2.6. Atributos de flexibilidad en Australia^{22,23,24}

En Australia, la comprensión de los atributos de flexibilidad se ha ampliado progresivamente en respuesta a las transformaciones estructurales del sistema eléctrico. A partir de una base técnica orientada a la estabilidad operativa, se ha incorporado una creciente valorización de atributos relacionados con la digitalización, la participación de la demanda, la descentralización de recursos y la resiliencia climática. Esta evolución conceptual ha sido impulsada por iniciativas como el *Integrated System Plan (ISP)* del AEMO, el programa *OpEN*, los pilotos regulatorios liderados por ARENA y los trabajos de reforma del mercado post-2025 coordinados por el *Energy Security Board (ESB)*.

Los atributos de flexibilidad pueden organizarse en dos categorías principales: los atributos

²² A. Rai, P. Calais, K. Wild and G. Williams, "CHAPTER 14: The value of flexibility in Australia's national electricity market," in *Variable Generation, Flexible Demand*, 2021

²³ Australian Energy Market Operator (AEMO), "Non-market Ancillary Services," 2025.

²⁴ CIGRE Australia, "The Electric Power system," 2020.

operativos y técnicos tradicionales, y los atributos emergentes que reflejan nuevas capacidades del sistema para adaptarse a la transición energética.

2.6.1. Atributos operativos y técnicos tradicionales

Entre los atributos de Australia están la capacidad de rampa, la reserva operativa, la respuesta de frecuencia, el tiempo de activación, la duración de la entrega, la inercia, la fortaleza de red, el control de tensión, la provisión de potencia reactiva y la flexibilidad asociada a la red de transmisión.

Todos estos atributos están operativos en el sistema australiano y son gestionados principalmente a través de los servicios auxiliares provistos en el mercado del NEM, en particular los FCAS, tanto para regulación como contingencias. Adicionalmente, atributos como la inercia y la fortaleza de red han adquirido especial relevancia en regiones como Australia Meridional, donde la penetración renovable es elevada y se ha operado durante períodos sin generación síncrona convencional. En estos casos, el AEMO ha recurrido a mecanismos específicos como la instalación de condensadores síncronos y la contratación Servicio Auxiliar de Soporte y Control de Red (*Network Support and Control Ancillary Service, NSCAS*) para mitigar riesgos de estabilidad. Asimismo, la flexibilidad de la red de transmisión se aborda mediante grandes desarrollos de interconexión, como *Project EnergyConnect* (interconector SA-NSW) y *MarinusLink* (entre Tasmania y Victoria), junto con la optimización de flujos a través de esquemas de despacho nodal y control dinámico de la red.

2.6.2. Atributos emergentes

Más allá de los atributos técnicos tradicionales, Australia ha comenzado a operacionalizar una nueva generación de atributos emergentes de flexibilidad que reflejan el avance hacia un sistema más digital, descentralizado, automatizado y resiliente.

La **despachabilidad o controlabilidad digital** ha sido habilitada a través de plataformas como *deX*²⁵, que permiten que agregadores y operadores gestionen de forma remota recursos distribuidos, incluyendo baterías, cargas flexibles y sistemas fotovoltaicos residenciales. La participación de recursos agregados en mercados como el FCAS ha sido posible gracias a estas capacidades.

La **modularidad de los recursos** también se ha destacado como atributo, dado el peso creciente de unidades pequeñas (residenciales o comerciales) que pueden aportar flexibilidad de forma agregada. Proyectos como *Project EDGE*²⁶ han demostrado que la agregación coordinada de DERs puede ofrecer servicios de red y respuesta a mercados locales.

La **movilidad eléctrica flexible**, aunque aún incipiente, está siendo explorada a través de pilotos con tecnología *Vehicle-to-Grid (V2G)*, como el programa *REVS* en Canberra²⁷, y avances regulatorios que habiliten la participación de vehículos eléctricos como recursos

²⁵ <https://dex.energy/>

²⁶ <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-der-program/der-demonstrations/project-edge>

²⁷ <https://arena.gov.au/projects/realising-electric-vehicle-to-grid-services-revs/>

energéticos activos.

El **valor local de la flexibilidad** ha comenzado a incorporarse en esquemas tarifarios diferenciados —como la tarifa *solar sponge* en Australia Meridional— y en la priorización de servicios en zonas con limitaciones de red. En este sentido, AEMO y algunas DNSPs han diseñado mecanismos de despacho que reflejan necesidades específicas a nivel geográfico.

La **flexibilidad temporal**, por su parte, ha sido considerada en los escenarios del *Integrated System Plan*²⁸, donde se evalúa cómo distintos recursos responden en diferentes escalas temporales ante eventos como olas de calor prolongadas o múltiples días nublados y sin viento.

La **resiliencia climática y operativa** es un atributo cada vez más reconocido en Australia, especialmente debido a la frecuencia de incendios forestales, tormentas y olas de calor extremas. En estos contextos, AEMO ha destacado el rol de la flexibilidad tanto centralizada como distribuida para mantener el suministro bajo condiciones adversas.

Otro atributo emergente clave es la **integrabilidad de recursos distribuidos**, que refiere a la capacidad del sistema para incorporar de forma eficiente tecnologías como solar fotovoltaica, baterías, vehículos eléctricos y electrodomésticos inteligentes. Para esto, se han desarrollado registros técnicos obligatorios, normas de conexión, APIs interoperables y modelos de exportación flexible.

La **simetría en la participación del mercado**, o *two-sided market*, es uno de los pilares conceptuales del rediseño del mercado post-2025. Este atributo busca que consumidores y prosumidores puedan participar con igualdad de condiciones en la oferta de energía, servicios auxiliares y mecanismos de respuesta a la demanda.

Finalmente, Australia también ha comenzado a explorar la **inteligencia automatizada** como atributo emergente, mediante el uso de inteligencia artificial y aprendizaje automático en sistemas como *Amber Electric*, que permiten la operación automática, predictiva y optimizada de recursos domésticos conectados a la red. Para que todo esto sea posible, la **visibilidad y trazabilidad operativa** se ha vuelto una condición indispensable, habilitada mediante el despliegue masivo de medidores inteligentes, sistemas SCADA avanzados y plataformas digitales interoperables.

²⁸ <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isps>

3. California

3.1. Visión general del sector eléctrico en California

El sector de energía de California es regulado por la *California Public Utilities Commission* (CPUC), que se preocupa de garantizar la fiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos y de gas natural, y trabaja para impulsar la energía renovable y alcanzar los objetivos climáticos. Entre otros aspectos, CPUC es encargada de aprobar los ingresos de las empresas eléctricas y las tarifas de los usuarios, supervisa programas y mecanismos para ayudar a los consumidores a gestionar su consumo, así como impulsar la eficiencia energética. Por otra parte, la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo es regulada por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

La desregulación del sector eléctrico comenzó en 1992 cuando fue promulgada la Ley de Política Energética Federal, permitiendo la creación de operadores de sistemas independientes e introduciendo competencia en el mercado mayorista de electricidad. Antes de esta desregulación, la industria eléctrica operaba como un monopolio, existía integración vertical en la prestación los servicios de generación, transmisión y distribución en una zona específica.

El CAISO se estableció en 1998 como parte del esfuerzo de California por reestructurar su mercado eléctrico, y ha sido fundamental en el desarrollo del sector energía, logrando avances significativos en materias relacionadas con la colaboración regional e integración de energías renovables como la solar y la eólica, y la adaptación del sistema a una operación más flexible, necesaria para enfrentar la creciente variabilidad y descentralización de la generación.

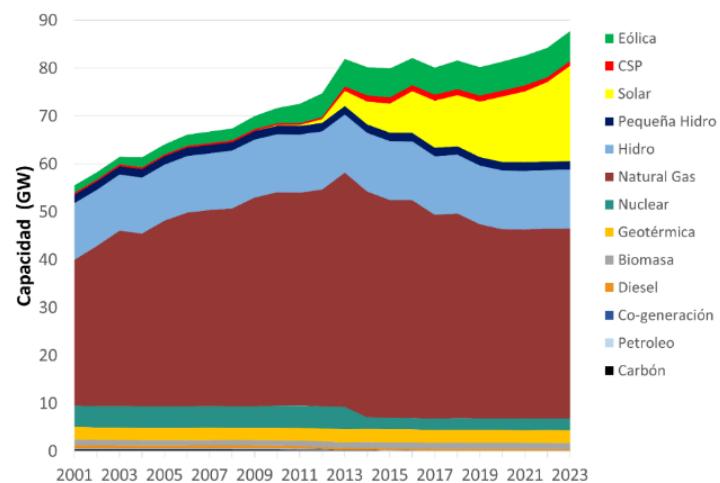
Entre los avances desarrollados por CAISO están el lanzamiento de una nueva plataforma de mercado y tecnología en 2009 que reemplazó tres zonas de precios con casi 5,000 nodos de precios, mejorando significativamente la transparencia en la fijación de precios y la eficiencia operativa. Esta transición marcó un paso crucial en la modernización de la red eléctrica de California. Adicionalmente, para abordar la creciente necesidad de flexibilidad del sistema, CAISO ha desarrollado diversas estrategias, entre ellas, la implementación del Mercado de Desequilibrio Energético del Oeste (*Western Energy Imbalance Market, WEIM*) y del Mercado Extendido del Día Anterior (*Extended Day-Ahead Market, EDAM*). En esta misma línea, CAISO ha impulsado el aumento de la capacidad de almacenamiento en baterías significativamente, alcanzando 11,454 MW en 2025, lo que permite una mayor gestión de la carga y soporte durante las puntas de demanda. Finalmente, CAISO ha fomentado la implementación de programas de respuesta a la demanda, incentivando a los grandes consumidores industriales y comerciales a reducir su consumo en las horas punta, ayudando a aliviar la tensión en la red.

La evolución de la capacidad instalada y la generación de energía, por tipo de combustible desde 2001 hasta 2023 se muestra en Figura 12 y Figura 13. Respecto de la capacidad instalada, se observa un notable crecimiento en las energías renovables, particularmente en la energía solar y eólica. Este aumento es más significativo a partir de 2015. Sin embargo, el gas natural se mantiene como la fuente con mayor capacidad instalada. Por otro lado, aunque la capacidad instalada de carbón es menor, de todas formas, se observa una reducción en la capacidad instalada, en consistencia con una transición hacia fuentes

más limpias. La energía hidroeléctrica, en contraste, ha mantenido una participación estable a lo largo del tiempo.

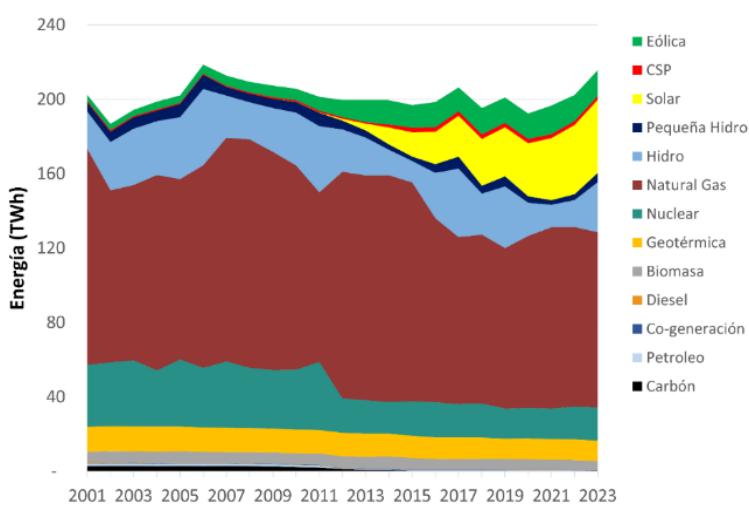
Respecto de la generación de energía, se aprecia un aumento en la capacidad instalada de fuentes renovables ha aumentado en consistencia con el aumento de la capacidad instalada, sin embargo, el gas natural sigue siendo la fuente de generación predominante. Por su parte, la generación hidroeléctrica muestra variaciones a lo largo del tiempo, lo que podría estar relacionado con cambios climáticos o en la gestión de los recursos hídricos.

Figura 12. Evolución de la capacidad instalada por tipo de combustible



Fuente: California Energy Commission, "Electric Generation Capacity and Energy". Traducción: GME

Figura 13. Evolución de generación por tipo de combustible

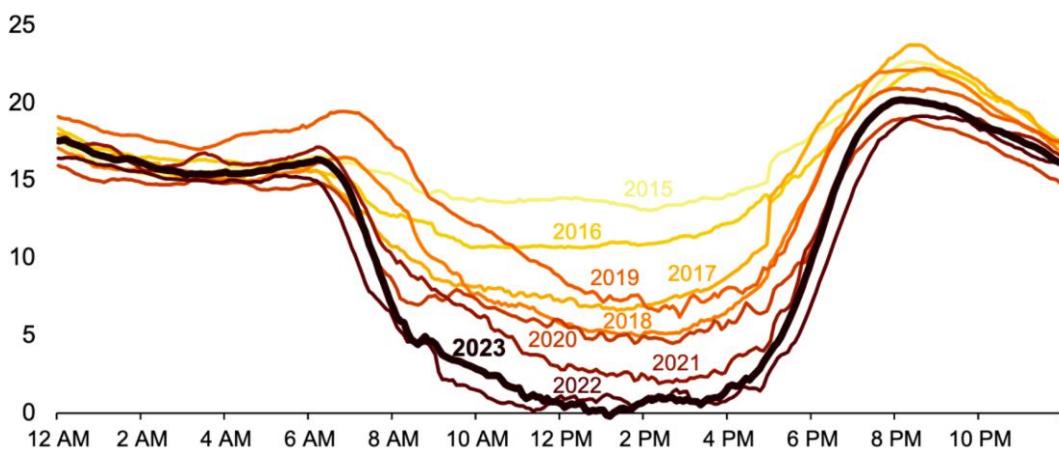


Fuente: California Energy Commission, "Electric Generation Capacity and Energy". Traducción: GME

Uno de los aspectos interesantes de analizar es la evolución de la demanda neta entre marzo y mayo para el periodo comprendido entre 2015 y 2023. Tal como la Figura 14 ilustra, se observa una disminución de la demanda neta al mediodía, cuando la generación solar alcanza su punto máximo, y un aumento pronunciado en la tarde, cuando la generación solar disminuye, dicho efecto sea incrementado con el crecimiento de la

capacidad solar en California. Este patrón, conocido como "curva del pato", representa uno de los desafíos operativos más significativos del sistema moderno, y ha motivado el desarrollo de estrategias específicas de flexibilidad, como el despliegue masivo de almacenamiento en baterías, la expansión del despacho regional a través de mercados como WEIM y EDAM, y el diseño de métricas operativas que aseguren capacidad de rampa en los momentos críticos.

Figura 14. Curva de demanda neta diaria -marzo y mayo (2015-2023) en GW



Fuente: CleanTechnica, "California Solar Duck Curve Gets Bigger"

3.2. Mercado de contratos de electricidad en CAISO

El mercado de CAISO permite la existencia de contratos de largo plazo, los cuales juegan un papel fundamental en la estabilidad financiera y operativa del sistema eléctrico. Estos contratos incluyen acuerdos de compra de energía (PPA), contratos de capacidad para garantizar la suficiencia de recursos (*Resource Adequacy Contracts*), y contratos específicos para gestionar la fiabilidad del sistema, como los Contratos de confiabilidad obligatoria (*Reliability Must-Run Contracts*, RMR).

Los PPA son contratos de largo plazo entre productores de energía y compradores como las entidades de suministro de carga (*Load Serving Entities*, LSEs) o grandes consumidores. Estos acuerdos permiten el desarrollo de infraestructura renovable al garantizar precios fijos por la energía suministrada durante períodos de 10 a 25 años. Con la creciente penetración de energías renovables en California, los PPA han sido fundamentales para asegurar la inversión en generación limpia y estable.

Adicionalmente, CAISO requiere que las LSEs aseguren suficiente capacidad para cubrir la demanda esperada más un margen de reserva. Para ello, las LSEs pueden firmar contratos de largo plazo con generadores o recursos de almacenamiento denominados Contratos de Suficiencia de Recursos. Estos contratos garantizan que los recursos comprometidos estén disponibles durante periodos críticos y puedan ser despachados en los mercados de día-anticipado y en tiempo real.

Finalmente, CAISO tiene la autoridad para designar ciertos recursos de generación como RMR, asegurando su disponibilidad en caso de emergencias. Estos contratos son generalmente aplicados a plantas en proceso de retiro que aún son necesarias para la

estabilidad de la red. Los generadores con un contrato RMR deben estar disponibles para producir energía cuando CAISO lo requiera, garantizando la seguridad operativa del sistema.

3.3. Mercado Spot en CAISO

El mercado *spot* está compuesto por un mercado del día anterior (*Day-Ahead Market*, DAM), un mercado en tiempo real (*Real-Time Market*, RTM) y servicios auxiliares. Tanto el mercado del día anterior como el mercado real se transan compromisos físicos de energía.

3.3.1. Mercado del Día Anterior

El mercado del día anterior opera en tres fases secuenciales. Primero, el CAISO realiza un test de mitigación del poder de mercado. Luego, el mercado de compromiso anticipado determina la generación necesaria para satisfacer la demanda prevista. Finalmente, el proceso de compromiso residual de unidades asigna plantas adicionales para estar listas al día siguiente, considerando además criterios de capacidad de rampa y disponibilidad flexible, especialmente durante las Horas de Evaluación de Disponibilidad (*Availability Assessment Hours*, AAH), en las que se concentra la mayor exigencia operativa del sistema. Este mercado utiliza un modelo de red completa, que analiza los recursos activos de generación y transmisión para encontrar la energía de menor costo. Los precios reflejan el costo de producción y entrega de energía desde nodos específicos en la red. El mercado abre siete días antes, cierra el día previo a la operación, y los resultados se publican a la 1:00 p.m.

Adicionalmente, el mecanismo de ofertas de Convergencia (*Convergence Bidding* o *Virtual Bidding*) permite a los participantes comprar o vender energía en el mercado del día anterior con la obligación de revenderla en el mercado en tiempo real, sin necesidad de activos físicos. Esto ayuda a reducir la brecha de precios entre ambos mercados, incentivando la eficiencia.

3.3.2. Mercado en Tiempo Real

El mercado en tiempo real es un mercado *spot* donde las empresas pueden comprar energía para cubrir la demanda que no fue programada en el mercado del día anterior. Además, asegura reservas energéticas, regula la estabilidad del sistema, y permite la movilización de recursos flexibles de corto plazo como almacenamiento, generación rápida y respuesta a la demanda, fundamentales para enfrentar variaciones súbitas en la generación renovable.

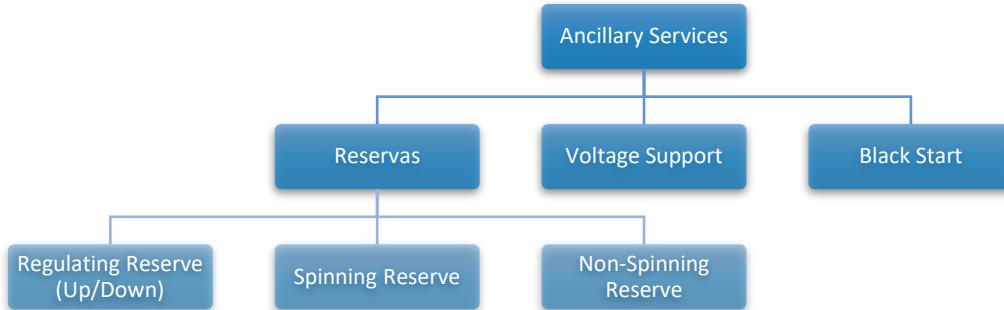
Este mercado abre a la 1:00 p.m. del día anterior a la operación y cierra 75 minutos antes del inicio de la hora comercial. Los resultados se publican 45 minutos antes de la operación. La asignación de generación se realiza cada 15 y 5 minutos, aunque en ciertas condiciones puede ocurrir en intervalos de 1 minuto.

3.4. Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares no solo aseguran el balance operativo, sino que constituyen instrumentos esenciales para dotar de flexibilidad dinámica al sistema, permitiendo adaptarse a variaciones imprevistas y eventos de rampa acelerada de carga o generación. CAISO adquiere estos servicios tanto en el mercado del día anterior, así como en el

mercado en tiempo real, cumpliendo con los estándares operativos establecidos por la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) y la *Western Electricity Coordinating Council* (WECC). Los servicios que participan de los servicios auxiliares se detallan en la Figura 15.

Figura 15. Servicios Auxiliares - CAISO



Fuente: Elaboración GME

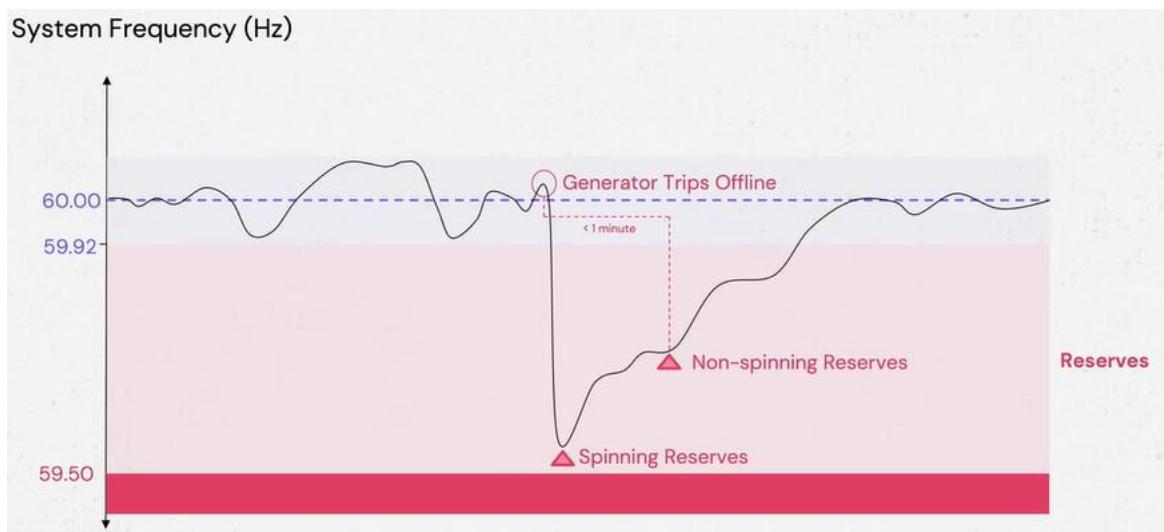
La Reserva de Regulación (*Regulating Reserve*) es un servicio clave para mantener el balance entre generación y demanda en tiempo real. Se gestiona mediante el AGC, que ajusta la producción de las unidades generadoras de manera dinámica para responder a variaciones en la demanda y asegurar la frecuencia del sistema. CAISO determina la cantidad de regulación necesaria en función de las condiciones operativas y ajusta su requerimiento de manera horaria o diaria.

La reserva en giro (*Spinning Reserve*) está compuesta por unidades de generación que se encuentran en línea, pero operando por debajo de su capacidad máxima, permitiendo una respuesta inmediata en caso de una contingencia en el sistema. La reserva en giro debe estar disponible en cuestión de segundos y suele calcularse con base en la Contingencia única más severa (*Most Severe Single Contingency*, MSSC), que representa la mayor pérdida de capacidad de generación posible en el sistema.

La reserva en frío (*Non-Spinning Reserve*) incluye unidades generadoras que están fuera de línea, pero que pueden entrar en operación en un máximo de 10 minutos y sostener su generación por al menos 30 minutos. También pueden participar en esta categoría las cargas interrumpibles que pueden desconectarse rápidamente para reducir la demanda. Este servicio es especialmente útil para responder a emergencias sin necesidad de mantener todas las unidades encendidas constantemente, mejorando la eficiencia del sistema.

Figura 16 ilustra la relación entre las reservas de regulación (*up/down*) en la franja celeste y las respuestas de contingencia spinning y non-spinning reserve en la franja roja.

Figura 16. Activación Servicios de Frecuencia- CAISO



Fuente: Modo Energy

El apoyo de voltaje (*Voltage Support*) es un servicio esencial para la estabilidad del sistema de transmisión, ya que permite mantener los niveles de voltaje dentro de rangos operativos seguros. Se brinda a través de generadores capaces de operar en un rango específico de tensión y de dispositivos como condensadores síncronos y Compensador Sincrónico Estático (*Static Synchronous Compensators*, STATCOMs). La regulación del voltaje evita sobrecargas en las líneas de transmisión y mejora la eficiencia de la red, asegurando un suministro eléctrico de calidad.

Por último, el servicio de *Black Start* es crucial en situaciones de apagón total del sistema, ya que permite el restablecimiento de la red eléctrica sin necesidad de una fuente externa de energía. Se basa en unidades generadoras diseñadas para arrancar de manera autónoma y restaurar gradualmente la operatividad del sistema interconectado. Este servicio es especialmente importante en situaciones de emergencia, ya que reduce el tiempo de recuperación del suministro eléctrico tras eventos catastróficos.

3.4.1. Mercado de Desequilibrio Energético del Oeste

En 2014, CAISO introdujo el WEIM, un mercado en tiempo real que permite a las empresas eléctricas de varios estados compartir recursos flexibles y equilibrar la oferta y la demanda regional. Mediante esta iniciativa se autorizó que las empresas de servicios públicos fuera de California participaran en el comercio de energía en tiempo real, permitiendo la integración regional y mejorando la eficiencia en toda la red eléctrica del Oeste. Su primer participante fue *PacifiCorp* y al año siguiente se integró NV Energy se unió al WEIM. Hasta 2023, la expansión del WEIM alcanzó múltiples empresas de servicios públicos en 11 estados del Oeste, generando más de \$4.66 mil millones en beneficios acumulados desde su lanzamiento. Esta expansión subraya el papel de CAISO en la promoción de la cooperación energética regional y el fortalecimiento de la confiabilidad de la red.

3.4.2. Mercado del Día Anterior Extendido

El EDAM es una expansión del WEIM que optimiza el uso de recursos y transmisión en un

horizonte de mercado del día anterior, mejorando la eficiencia económica, la confiabilidad y los beneficios ambientales en toda la región oeste.

3.4.3. Derechos de Ingreso por Congestión

El proceso de contratación de los Derechos de Ingreso por Congestión (*Congestion Revenue Rights*, CRRs) se lleva a cabo mediante asignaciones anuales y subastas periódicas. En primer lugar, CAISO realiza una asignación anual de CRRs, en la cual los participantes pueden adquirir derechos para el año siguiente. En esta fase, se otorga prioridad a las entidades con contratos de transmisión preexistentes, asegurando que los costos de congestión sean distribuidos de manera equitativa entre los participantes del mercado. Posteriormente, se organizan subastas de CRRs en las que cualquier agente del mercado puede pujar por derechos no asignados en la fase inicial. Estas subastas pueden ser tanto anuales como mensuales, lo que permite una mayor flexibilidad en la adquisición de los derechos en función de las necesidades operativas y comerciales de cada entidad.

Además de las asignaciones y subastas, existe un mercado secundario de CRRs, donde los participantes pueden vender o transferir sus derechos a lo largo del año. Este mecanismo permite optimizar la gestión del riesgo financiero derivado de la congestión en la red de transmisión y proporciona mayor liquidez al mercado. En términos operativos, los ingresos generados por la congestión se distribuyen entre los tenedores de CRRs, compensando los costos adicionales de transmisión y facilitando la planificación a largo plazo.

Con la implementación del EDAM, el proceso de asignación de CRRs ha evolucionado para abarcar una gestión más amplia de la congestión en el sistema eléctrico del oeste de EE.UU. Bajo este nuevo esquema, la administración de la congestión no se limita únicamente a la región de CAISO, sino que se extiende a otras áreas de balanceo, permitiendo una distribución coordinada de los ingresos generados por congestión. Esto no solo mejora la eficiencia del mercado, sino que también proporciona un marco más equitativo para la asignación de los CRRs en un entorno de mercado más integrado.

En conclusión, el proceso de contratación de los CRRs en CAISO está diseñado para proporcionar una cobertura financiera eficaz contra los costos de congestión en la transmisión eléctrica. A través de asignaciones anuales, subastas periódicas y un mercado secundario, los participantes pueden gestionar su exposición al riesgo y mejorar su planificación de costos en el mercado eléctrico. Con la expansión del EDAM, estos mecanismos están evolucionando para fomentar una mayor integración y coordinación entre diferentes áreas de mercado, promoviendo una asignación más eficiente de los recursos de transmisión.

Los CRRs son instrumentos financieros diseñados para compensar costos de congestión en el mercado del día anterior. Se distribuyen mediante asignaciones, subastas y operaciones bilaterales. Los titulares de CRRs reciben pagos cuando la congestión está en la misma dirección de su obligación y deben pagar si ocurre en la dirección opuesta.

3.5. Flexibilidad en CAISO

La creciente penetración de ERV, particularmente la solar fotovoltaica, ha transformado los patrones de carga y generación, introduciendo nuevos desafíos como la "curva del pato". Este fenómeno ha llevado a CAISO a desarrollar mecanismos y métricas orientadas a

asegurar que el sistema cuente con recursos capaces de responder a estas variaciones con rapidez, precisión y confiabilidad, por lo que la flexibilidad se ha consolidado como un principio rector en la evolución del diseño del mercado eléctrico de California.

Este enfoque no solo se aplica a nivel local, sino que se ha extendido a través de la creación de mercados regionales como el *Western Energy Imbalance Market* (WEIM) y el *Extended Day-Ahead Market* (EDAM). Ambos instrumentos permiten compartir recursos flexibles entre múltiples áreas de balanceo, mejorando la eficiencia económica, reduciendo la necesidad de reservas locales y mitigando riesgos de desbalance. Hasta 2023, el WEIM ya había generado más de \$4,660 millones en beneficios acumulados, demostrando la efectividad de la cooperación regional para gestionar la variabilidad renovable.

Además, CAISO ha promovido activamente el despliegue de almacenamiento en baterías, que alcanzó los 11,454 MW de capacidad instalada en 2025, permitiendo desplazar excedentes de energía solar hacia las horas punta. A esto se suma el uso de programas de respuesta a la demanda, que incentivan a grandes consumidores a reducir o desplazar su consumo durante las horas críticas, contribuyendo de forma activa a la flexibilidad del sistema.

Cabe destacar también la incorporación de criterios de flexibilidad en la planificación de recursos y en los contratos de largo plazo. Los acuerdos de suficiencia de recursos (*Resource Adequacy Contracts*) y los *Power Purchase Agreements* (PPAs) están evolucionando para incluir no solo atributos de capacidad, sino también capacidades de respuesta rápida y participación en mercados de servicios auxiliares. De igual forma, instrumentos financieros como los CRRs permiten anticipar y gestionar los riesgos de congestión derivados de flujos variables, contribuyendo indirectamente a la operación flexible del sistema.

En suma, la flexibilidad en CAISO no se entiende como una medida operativa aislada, sino como un criterio transversal que permea todas las capas del diseño de mercado: desde la planificación y la contratación, hasta la operación en tiempo real y la cooperación interestatal. Este enfoque integral permite que el sistema californiano avance hacia un modelo energético más limpio, resiliente y confiable, capaz de adaptarse a los desafíos dinámicos de la transición energética.

3.5.1. Medidas de CAISO para mejorar la precisión de los pronósticos

En los últimos dos años, CAISO ha emprendido una modernización exhaustiva de su cadena de pronósticos. Primero sustituyó la antigua técnica de histogramas por la *mosaic quantile regression*, un modelo estadístico que capta mejor la dispersión horaria de la demanda neta y de los recursos renovables; el cambio ha reducido en torno a un tercio los requisitos calculados de rampa y suficiencia de recursos sin merma de cobertura de riesgo.

En paralelo, el operador ha abierto un programa de inteligencia artificial y aprendizaje automático: colabora con varios proveedores para injectar modelos ML y Gen-AI en la previsión de demanda, viento y solar, y en otros procesos operativos clave.

Para cubrir el residuo de incertidumbre que aún queda entre el día-anterior y el tiempo real, CAISO puso en marcha —dentro del *Day-Ahead Market Enhancements* (DAME)— el nuevo producto *Imbalance Reserve Up/Down*. El mercado reserva capacidad suficiente para cubrir el percentil 97.5 de error neto de pronóstico y libera al operador de ajustes

discretionales.

Imbalance Reserve otorga al mercado un colchón de capacidad para absorber errores de pronóstico entre el DAM y el tiempo real, mientras que la *Regulating Reserve* es la herramienta “de segundos” que mantiene la frecuencia en 60 Hz. Son productos distintos, con ventanas temporales, requisitos técnicos y métodos de cálculo propios, aunque ambos contribuyen a la flexibilidad global del sistema

La quinta iniciativa es la transparencia de datos: desde el 1-jun-2025 los informes diarios de renovables se publican en un formato unificado (“*Daily Renewable Report*”) que muestra, hora a hora, los pronósticos y las salidas reales de eólica y solar, de modo que los agentes puedan depurar sus propios modelos y auditar el error histórico.

Finalmente, CAISO sigue apoyando proyectos de I+D con la Comisión de Energía de California (CEC) y con empresas especializadas —por ejemplo, la integración de *SolarAnywhere FleetView* para prever el rendimiento de más de 130 000 sistemas FV distribuidos— a fin de reducir los desvíos en el net-load y, con ello, los costos de reservas.

3.5.2. Flexible Ramping Product (FRP)^{29 30 31 32 33}

Flexible Ramping Product es la herramienta con la que CAISO garantiza, en tiempo real, que el sistema cuente con capacidad de rampa suficiente para absorber los desvíos de la demanda neta que se producen dentro de la propia hora operativa.

Desde su puesta en marcha en noviembre de 2016, el FRP se despacha automáticamente en cada ciclo de mercado de 15 minutos (*Fifteen-Minute Market*, FMM) y de 5 minutos (*Real-Time Dispatch*, RTD). En cada uno de esos despachos el algoritmo reserva dos productos simétricos – *Flexible Ramp Up* y *Flexible Ramp Down* – cuya suma cubre el percentil de riesgo (hoy el 97.5 % arriba y el 2.5 % abajo) calculado sobre el error combinado de pronóstico de carga, solar y eólica.

Operativamente, el FRP se cooptimiza con la energía y los servicios auxiliares clásicos, pero liquida un precio nodal propio. Este servicio recibe un pago por la reserva de rampa y, si finalmente es utilizada, percibe también el precio de energía del período. Al no ser un servicio auxiliar regulado en la tarifa, cualquier unidad capaz de seguir la rampa mínima exigida (centrales térmicas, hidro de pasada, baterías, agregadores de demanda, etc.) puede ofertar sin pasar por un proceso de certificación específico.

Desde 2023 el algoritmo incluye restricciones de transmisión, lo que mejora la formación de precios y evita que la rampa comprometida quede sujeta a cuellos de botella internos. Además, las baterías deben demostrar un estado de carga suficiente para cumplir con la

²⁹ <https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives/Flexible-ramping-product-refinements>

³⁰ <https://www.caiso.com/documents/presentation-flexible-ramping-product-refinements-deliverability-refresher-training.pdf>

³¹ <https://www.caiso.com/Documents/BusinessRequirementsSpecifications12-FlexibleRampingProduct-Deliverability.pdf>

³² <https://www.caiso.com/documents/2024-fourth-quarter-report-on-market-issues-and-performance-mar-26-2025.pdf>

³³ Extended Day-Ahead Market (EDAM), California ISO

rampa durante todo el intervalo.

Finalmente, el FRP se complementa con la *Imbalance Reserve* del mercado del día anterior – que asegura rampa entre el despacho day-ahead y el tiempo real – y con la *Regulating Reserve*, que corrige la frecuencia segundo a segundo. Juntos, estos tres productos cubren la cadena completa de flexibilidad: horas (*Imbalance Reserve*), minutos (FRP) y segundos (Regulación).

3.6. Atributos Flexibilidad California^{34 35}

CAISO ha establecido un marco funcional para incorporar la flexibilidad como elemento central de su operación y planificación. A los atributos técnicos tradicionales y emergentes se agrega el atributo de flexibilidad global que es medido por medio de la aplicación de tres métricas que se explican al final de la presente sección.

3.6.1. Atributos Técnicos Tradicionales

La capacidad de rampa constituye uno de los pilares de la flexibilidad en el sistema de CAISO, especialmente relevante durante las horas vespertinas, donde la rápida disminución de generación solar debe ser compensada con recursos capaces de aumentar su producción de manera eficiente. Este atributo ha sido integrado en los estudios de necesidades de capacidad flexible, donde se especifican los volúmenes requeridos y sus respectivas tasas de respuesta.

En conjunto con lo anterior, el sistema se apoya en una estructura de reservas operativas que combina recursos giratorios y no giratorios, despachados a través del mecanismo de *Residual Unit Commitment* (RUC). Estas reservas, que forman parte del mercado de servicios auxiliares, permiten responder a contingencias y variaciones no previstas de generación.

Para la gestión de desviaciones instantáneas en la frecuencia del sistema, CAISO implementa un programa de respuesta de frecuencia que obliga a ciertos recursos a actuar automáticamente ante cambios en las condiciones de equilibrio. Si bien su diseño aún presenta diferencias respecto a los mecanismos británicos más avanzados, representa un paso firme hacia una mayor granularidad en el control del sistema.

Otro criterio operativo clave es el tiempo de activación de los recursos, el cual varía según el tipo de servicio prestado. CAISO distingue entre aquellos que requieren respuestas en cuestión de segundos y aquellos cuya activación puede tardar varios minutos, definiendo umbrales precisos para su participación en mercados de capacidad flexible.

La duración de la entrega también es objeto de regulación específica. Se exige que los recursos participantes en los esquemas de capacidad flexible puedan mantener su servicio por al menos cuatro horas continuas, garantizando así su utilidad durante eventos prolongados de estrés en el sistema.

En este marco, la despachabilidad adquiere un rol central. Los recursos deben ser completamente controlables por el operador del sistema o por agregadores certificados,

³⁴ CAISO "Final Flexible Capacity Needs Assessment for 2024," 2023.

³⁵ CAISO "Final 2024 Availability Assessment Hours Study," 2023.

con capacidad para responder a señales del mercado o instrucciones directas de operación. Esto es especialmente relevante en el contexto de una creciente incorporación de recursos distribuidos.

En cuanto a la inercia del sistema, CAISO reconoce su importancia para mantener la estabilidad física ante perturbaciones, aunque este atributo aún no ha sido formalizado en los mercados ni cuenta con métricas operativas específicas. La dependencia actual de la generación síncrona convencional evidencia una brecha respecto de sistemas que ya han incorporado provisión de inercia sintética mediante tecnologías avanzadas.

La fortaleza de la red eléctrica, entendida como su capacidad para sostener la estabilidad dinámica y transitoria frente a escenarios críticos, es considerada dentro de los procesos de planificación de transmisión. A través del *Transmission Planning Process*, CAISO evalúa escenarios de congestión, expansión de capacidad y refuerzos estructurales necesarios, particularmente en regiones con alta penetración renovable.

La operación segura del sistema también exige un control adecuado del perfil de tensión. Para ello, CAISO cuenta con mecanismos contractuales y de mercado que aseguran la provisión de potencia reactiva en puntos estratégicos. Estos servicios son claves para mantener márgenes operativos seguros y evitar inestabilidades localizadas.

Finalmente, la flexibilidad de la red de transmisión se gestiona mediante herramientas como el redispatching, los derechos de ingresos por congestión (*Congestion Revenue Rights*) y los análisis de capacidad de entrega. Estos mecanismos permiten adaptar dinámicamente la operación ante cambios en la oferta, la demanda y las restricciones de red, favoreciendo una integración más eficiente de la generación renovable distribuida.

3.6.2. Atributos Emergentes

En el ámbito de la flexibilidad emergente, CAISO ha avanzado en reconocer el valor de los recursos localizados a través de sus esquemas de Requisitos de Capacidad Local (*Local Capacity Requirements*, LCR). Este enfoque permite identificar zonas críticas del sistema donde la flexibilidad tiene un valor diferencial, promoviendo soluciones descentralizadas que contribuyen a aliviar la congestión y a reducir inversiones innecesarias en infraestructura tradicional.

La creciente penetración de recursos distribuidos ha impulsado el desarrollo de esquemas que promueven la controlabilidad digital de dichos activos. A través del Sistema de Registro de Respuesta a la Demanda (*Demand Response Registration System*, DRRS), CAISO establece requisitos de telemetría y control remoto, que permiten a estos recursos participar activamente en los mercados y responder en tiempo real a condiciones cambiantes del sistema.

Por otra parte, la flexibilidad temporal —entendida como la capacidad de operar en distintos horizontes de tiempo— se encuentra plenamente integrada en los mercados de CAISO. El sistema opera en escalas que van desde segundos (para servicios de regulación automática) hasta años (en planificación de capacidad), lo que permite una respuesta adaptativa a eventos operativos o climáticos extremos.

El aplazamiento de inversiones es otro elemento cada vez más presente en la planificación del sistema. CAISO evalúa activamente la posibilidad de sustituir refuerzos tradicionales

mediante soluciones como almacenamiento, gestión de la demanda y recursos distribuidos, lo que permite optimizar los costos del sistema sin comprometer su seguridad operativa.

En el ámbito del transporte, CAISO ha comenzado a integrar la movilidad eléctrica como recurso flexible. A través de iniciativas como *Vehicle Grid Integration* (VGI), se exploran mecanismos de carga inteligente y tecnologías V2G que permitirán a los vehículos eléctricos actuar como recursos activos. Aunque estas iniciativas aún se encuentran en fase piloto, reflejan un cambio de paradigma en la relación entre transporte y sistema eléctrico.

La resiliencia climática ha adquirido una importancia creciente en la planificación de CAISO. Dado el contexto de riesgo climático extremo en California —incluyendo incendios, olas de calor y sequías—, los estudios de AAH incorporan explícitamente estas variables para anticipar condiciones críticas y ajustar las necesidades de capacidad y flexibilidad del sistema.

3.6.3. Atributo de flexibilidad global

Uno de los pilares de esta estrategia de flexibilidad llevada a cabo por CAISO es la implementación de tres métricas. La primera métrica corresponde a la Evaluación de las Necesidades de Capacidad Flexible (*Flexible Capacity Needs Assessments*, FCNA), que cuantifica mensualmente los requerimientos de rampa del sistema y permite asignar obligaciones proporcionales a las entidades responsables del suministro. Esta evaluación considera no solo la rampa neta más pronunciada en cada mes, sino también márgenes adicionales por contingencia, a fin de garantizar capacidad suficiente incluso ante eventos imprevistos. Para el año 2024, se identificó que la mayor necesidad de flexibilidad mensual ocurre en marzo (24,446 MW), debido a la transición estacional del invierno a la primavera, lo que provoca cambios abruptos en la generación solar. En contraste, julio (20,651 MW) mostró la menor necesidad de flexibilidad, ya que la carga en verano es más predecible. Estos resultados destacan la importancia de ajustar la capacidad flexible a lo largo del año en función de las variaciones estacionales en la demanda y la disponibilidad de generación renovable.

En complemento a esta métrica, CAISO define cada año las AAH, que corresponden al 5% de las horas mensuales con mayor estrés del sistema, y donde se requiere garantizar la disponibilidad de recursos flexibles. Estas horas varían estacionalmente y reflejan la evolución del sistema frente a nuevas condiciones operativas. Durante estas horas, los recursos calificados como “flexibles” tienen la obligación de presentar ofertas en el mercado bajo las denominadas Obligaciones de Oferta Obligatoria (MOO), lo que permite asegurar su participación efectiva en los momentos de mayor necesidad operativa.

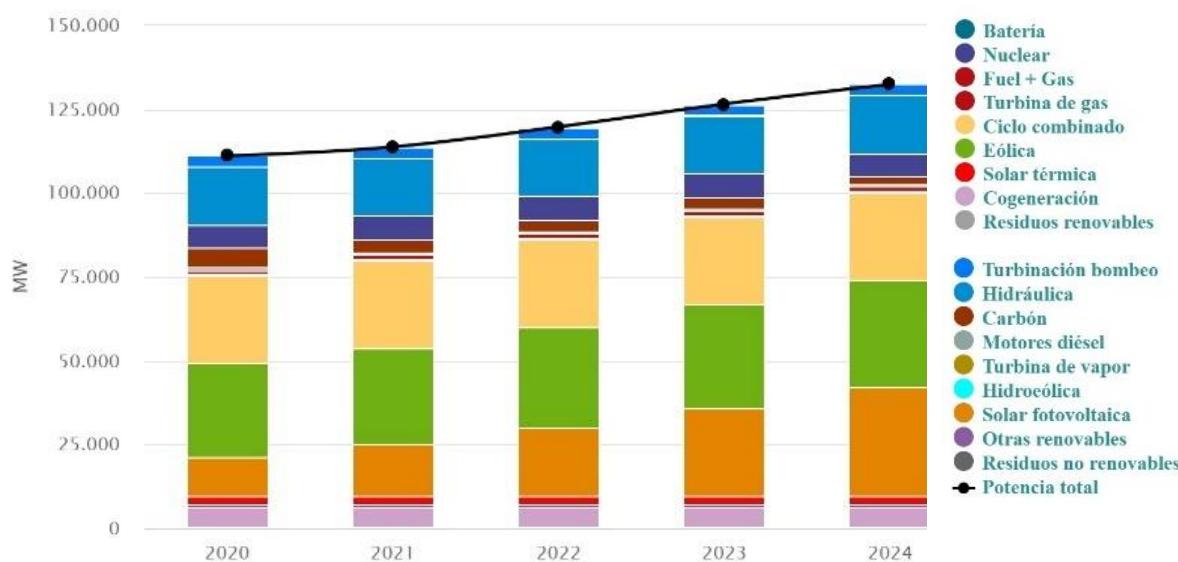
4. España

4.1. Visión general del Sector eléctrico en España

En 2024, el sistema eléctrico español alcanzó una potencia instalada de 132,343 MW a nivel nacional, lo que supone un incremento del 4.6% respecto al año anterior (Figura 17), la generación de electricidad alcanzó 262.3 TWh (Figura 18). Por su parte, la demanda eléctrica creció un 0.9%, alcanzando 249 TWh, mientras que la generación renovable representó el 56.8% del total, con un aumento del 10.3% en su producción. La generación no renovable disminuyó un 11.9%, que es explicado en gran parte por el cierre definitivo de la central térmica de Puentes García Rodríguez de 1,403 MW en La Coruña. Adicionalmente, la cantidad de horas que tiene una cobertura de energía renovables ha registrado un incremento sustancial en los últimos años (ver Figura 19).

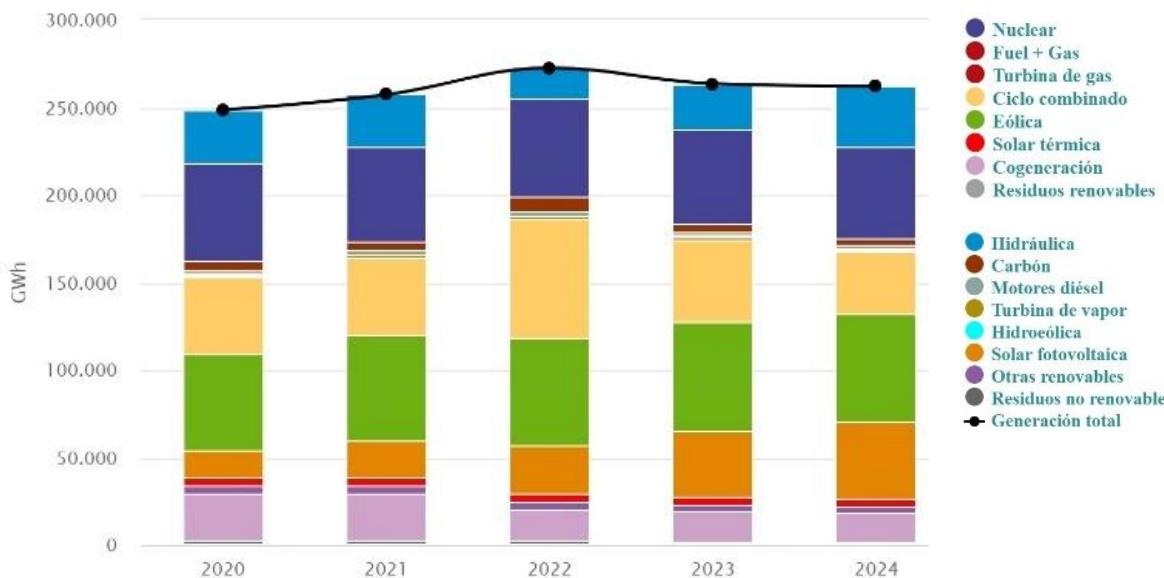
La capacidad instalada en la Península Ibérica propiamente tal llegó a 126,619 MW, en donde la generación solar fotovoltaica se consolidó como la mayor fuente de generación peninsular con 31,719 MW (25.1% del total), seguida de la eólica con 31,452 MW (24.8%). En los sistemas eléctricos no peninsulares, la potencia instalada aumentó un 1.1%. En Canarias, la capacidad de generación renovable creció un 7.1%, alcanzando 964 MW y representando el 28.7% del mix energético del archipiélago. La generación solar fotovoltaica lideró este crecimiento con un aumento del 25.3%, alcanzando 294 MW, mientras que la eólica creció un 0.8%.

Figura 17. Evolución de la capacidad Instalada por tipo de tecnología en España



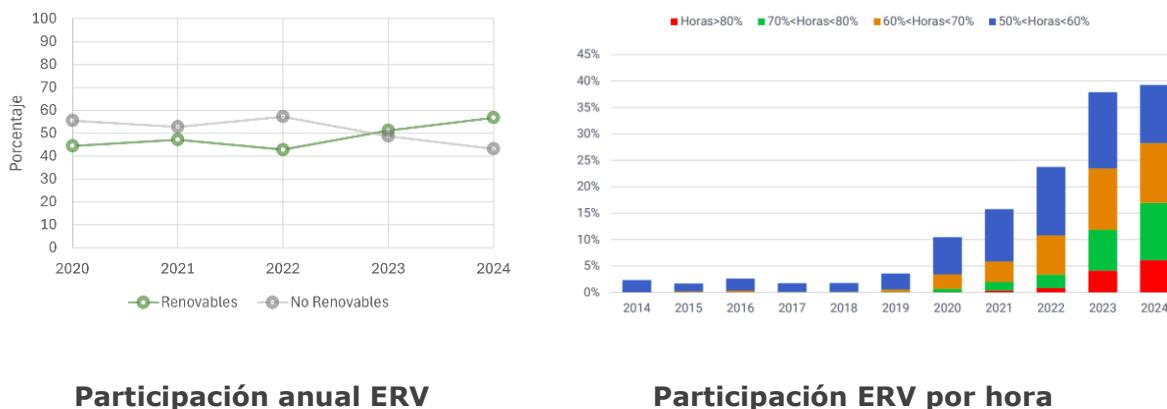
Fuente: REE

Figura 18. Evolución de la generación por tipo de tecnología en España



Fuente: REE

Figura 19. Evolución de la participación de la energía renovable



Fuente: REE

Respecto de los intercambios internacionales, España registró un saldo neto exportador de 10,177 GWh, en el que 10,199 GWh son exportados a Portugal y 2,795 GWh son importados desde Francia. En cuanto al almacenamiento energético, la capacidad instalada en España alcanzó 3,356 MW, con un incremento del 1.0% en baterías, mientras que el consumo de bombeo se situó en 8,666 GWh, un 5.8 % más que en 2023. El almacenamiento ha sido clave para la integración de renovables y la reducción de vertidos, especialmente en sistemas aislados como Canarias.

4.2. Mercado de contratos en España

El mercado eléctrico de España se encuentra inmerso en la zona MIBEL (España y Portugal) y está conformado por un mercado de largo plazo en el que se llevan a acuerdo bilaterales

Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional.

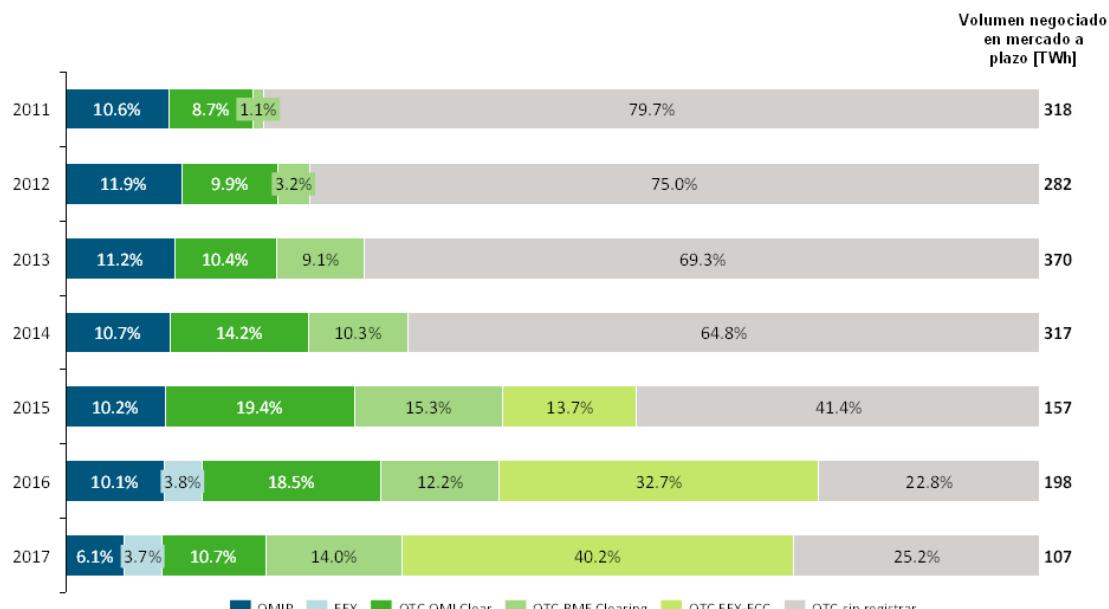
con una anticipación semanal, mensual y anual, y por un mercado *spot*, estructurado en tres componentes principales: el mercado diario, el mercado intradiario de subastas y el mercado intradiario continuo.

Los mercados a plazo se dividen en mercados no organizados, también denominados “Over-The-Counter” (OTC), y mercados organizados de futuros. Figura 20 ilustra los volúmenes de electricidad transados durante el año 2017.

Dentro del mercado no organizado están los contratos bilaterales físicos y financieros negociados directamente entre compradores y vendedores. En el caso de los contratos físicos, los agentes del mercado, como generadores y comercializadoras, acuerdan el suministro de electricidad según sus necesidades, sin una plataforma central que regule las condiciones. En el caso de los contratos financieros permite a los agentes negociar contratos con liquidación económica sin entrega física de electricidad, utilizando intermediarios o *brokers*. Este tipo de contratos ofrece flexibilidad, ya que no están sujetos a reglas de participación o negociación impuestas por una entidad externa.

En contraste, los mercados organizados de futuros eléctricos son gestionados por plataformas especializadas como OMIP (Portugal), EEX-ECC (Alemania) y BME (España). Estos mercados ofrecen contratos estandarizados y centralizados, lo que permite una negociación más segura y eficiente. Además, cuentan con una cámara de compensación, que reduce los riesgos de incumplimiento y garantiza la correcta ejecución de los acuerdos. Luego, los mercados no organizados permiten mayor flexibilidad en la negociación, pero los mercados organizados proporcionan mayor seguridad, transparencia y estabilidad, facilitando la cobertura de riesgos a largo plazo en el sector eléctrico.

Figura 20. Volumen anual de energía transado en los mercados en el 2017



Fuente: Energía y Sociedad

4.3. Mercado spot en España

El mercado *spot* está compuesto por un mercado diario (día anterior), mercado intradiario y mercado de tiempo real donde se realiza el balance del sistema (ver Figura 21).

Figura 21. Resumen mercado *spot*



Fuente: Energía y Sociedad

4.3.1. Mercado diario

El mercado diario, también conocido como acoplamiento único diario (SDAC), es el principal mecanismo de transacción de electricidad para las 24 horas del día siguiente. Los agentes del mercado presentan sus ofertas de compra y venta de electricidad, y el precio se determina según la intersección de la oferta y la demanda. Este mercado está acoplado con Europa desde 2014, lo que facilita la integración de los mercados eléctricos europeos y contribuye a los objetivos del Mercado Interior de la Energía Europeo.

Cada día, a las 12:00 CET, se lleva a cabo la sesión del mercado diario, en la que se fijan los precios y volúmenes de energía eléctrica para toda Europa. Actualmente, este modelo se aplica en múltiples países, incluyendo España, Portugal, Alemania, Francia, Italia y otros mercados europeos. En el mercado ibérico, OMIE es el operador designado (NEMO) y se encarga de gestionar la participación de los agentes compradores y vendedores.

El precio final de la electricidad depende de la capacidad de interconexión entre zonas. Si la capacidad es suficiente para permitir el flujo de electricidad, el precio será el mismo en ambas regiones. Sin embargo, si la interconexión está saturada, se establecerán precios diferentes en cada zona a través del mecanismo de acoplamiento de mercados.

Los resultados del mercado diario, aunque óptimos desde el punto de vista económico, deben ser también técnicamente viables. Por ello, antes de su aplicación, los datos se envían al Operador del Sistema, quien evalúa la viabilidad de la red mediante un proceso de gestión de restricciones técnicas. Como resultado, los valores pueden ajustarse para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

4.3.2. Mercado intradiario

El mercado intradiario permite a los agentes del mercado realizar ajustes en sus ofertas después del cierre del mercado diario. Este mecanismo es clave para adaptar la oferta y la demanda de electricidad en tiempo real, mejorando la eficiencia del sistema.

Actualmente, el mercado intradiario está estructurado en tres subastas a nivel europeo y un mercado continuo transfronterizo. Una vez que el Operador del Sistema ha realizado los ajustes necesarios tras el mercado diario, los agentes pueden participar en el mercado intradiario para corregir desviaciones en su producción o consumo esperados. Al igual que el mercado diario, los resultados del mercado intradiario también son enviados a los operadores del sistema para la correcta programación de los procesos de balance.

a) Mercado intradiario de subastas

El mercado intradiario de subastas está estructurado en tres sesiones o IDAs, cada una con distintos horizontes de programación (ver Figura 22). Su función principal es permitir a los agentes del mercado ajustar sus programas energéticos después del mercado diario, mediante la compra o venta de electricidad para corregir posibles desviaciones.

Este mercado sigue el modelo marginalista y el mecanismo de acoplamiento de mercados, similar al mercado diario. De este modo, las fronteras y las interconexiones internacionales se gestionan de forma coordinada, asegurando un flujo eficiente de energía entre diferentes zonas de precios.

Figura 22. Horarios de las subastas intradiarias

Subastas Intradiarias Europeas	Sesión IDA 1	Sesión IDA 2	Sesión IDA 3
Apertura de la sesión	14:00	21:00	9:00
Cierre de la sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	<15:20	<22:20	<10:20
Horario de los horizontes de Programación (Periodos cuarto-horarios)	96 periodos 1-96, H01Q1-H24Q4 D+1	96 periodos 1-96, H01Q1-H24Q4 D+1	48 periodos 49-96, H13Q1-H24Q4 D

Fuente: OMIE

Las IDAs se celebran en sesiones discretas, casando ofertas de compra y venta para los períodos aún pendientes de suministro. Cada IDA se articula en rondas de negociación, entendidas como fases sucesivas de presentación y modificación de ofertas, cuya resolución parcial permite ajustar de manera iterativa los programas de los agentes (ver Figura 23).

Figura 23. Horarios de Negociación del Mercado

NEGOCIACIÓN MERCADOS IDAs Y CONTINUO - DÍA DE 24h				
DÍA	APERTURA	CIERRE	RONDA/IDA	PERIODOS EN NEGOCIACIÓN
D-1	14:00	15:00	R. 17	65 (H17Q1) - 96 (H24Q4)
			IDA1	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	15:00	15:20	R. 18	69 (H18Q1) - 96 (H24Q4)
	15:20	16:00		69 (H18Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	16:00	17:00	R. 19	73 (H19Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	17:00	18:00	R. 20	77 (H20Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	18:00	19:00	R. 21	81 (H21Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	19:00	20:00	R. 22	85 (H22Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	20:00	21:00	R. 23	89 (H23Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	21:00	22:00	R. 24	93 (H24Q1) - 96 (H24Q4)
			IDA2	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	22:00	22:20	R. 1	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
	22:20	23:00		5 (H02Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	23:00	0:00	R. 2	9 (H03Q1) - 96 (H24Q4)
D	0:00	1:00	R. 3	13 (H04Q1) - 96 (H24Q4)
D	1:00	2:00	R. 4	17 (H05Q1) - 96 (H24Q4)
D	2:00	3:00	R. 5	21 (H06Q1) - 96 (H24Q4)
D	3:00	4:00	R. 6	25 (H07Q1) - 96 (H24Q4)
D	4:00	5:00	R. 7	29 (H08Q1) - 96 (H24Q4)
D	5:00	6:00	R. 8	33 (H09Q1) - 96 (H24Q4)
D	6:00	7:00	R. 9	37 (H10Q1) - 96 (H24Q4)
D	7:00	8:00	R. 10	41 (H11Q1) - 96 (H24Q4)
D	8:00	9:00	R. 11	45 (H12Q1) - 96 (H24Q4)
D	9:00	10:00	IDA3	
				49 (H13Q1) - 96 (H24Q4)
D	10:00	10:20	R. 13	49 (H13Q1) - 96 (H24Q4)
	10:20	11:00		
D	11:00	12:00	R. 14	53 (H14Q1) - 96 (H24Q4)
D	12:00	13:00	R. 15	57 (H15Q1) - 96 (H24Q4)
D	13:00	14:00	R. 16	61 (H16Q1) - 96 (H24Q4)

Fuente: OMIE

b) Mercado intradiario continuo

El mercado intradiario continuo (*trading*) permite a los agentes del mercado ajustar sus desbalances energéticos en tiempo real, ofreciendo mayor flexibilidad que el mercado de subastas. Su principal ventaja es el acceso a la liquidez de otros mercados europeos, siempre que haya capacidad de transporte transfronteriza disponible. Permite la negociación de productos horarios y de 15 minutos bajo modalidad *pay-as-bid*.

A diferencia de las subastas, este mercado permite ajustes hasta 20 minutos antes de la entrega de energía, facilitando la adaptación a cambios en la oferta y la demanda. Su objetivo es optimizar el comercio de energía en Europa y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.

En España y Portugal, la negociación de los contratos para el día siguiente (D+1) comienza tras la primera subasta intradiaria del día (D), siempre que el Operador del Sistema haya publicado previamente el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) (ver Figura 23).

c) Límites de precios y umbrales de notificación

En los mercados diarios e intradiarios europeos, todas las ofertas de compra y venta de energía están sujetas a límites de precio máximos y mínimos. Estos representan los valores absolutos dentro de los cuales se deben presentar las ofertas, que actualmente en la zona MIBEL se sitúan en +4,000€/MWh y -500€/MWh para el mercado diario y +9,999 €/MWh y -9,999 €/MWh para el mercado intradiario. Dichos límites garantizan un marco de

estabilidad, evitando que el mercado incorpore precios desproporcionados que comprometan su funcionamiento.

Además de estos límites absolutos, existen los denominados umbrales de notificación de precio, que son márgenes más restrictivos establecidos para reforzar la supervisión regulatoria. A diferencia de los límites, los umbrales no impiden la presentación de la oferta, pero sí obligan a que las ofertas que las superen queden notificadas y justificadas. En el mercado intradiario de subastas, los umbrales se fijan en +200 €/MWh y -20 €/MWh, mientras que en el mercado intradiario continuo (XBID) se establecen en +1,500 €/MWh y -150 €/MWh. De esta manera, se permite la participación de precios elevados o negativos cuando responden a situaciones reales de escasez o exceso de generación, pero siempre bajo control de los operadores y reguladores.

El proceso de casación de estos mercados se realiza en dos fases. La primera casación consiste en la resolución puramente económica de la subasta, donde se determina el precio marginal horario y los programas de los agentes mediante el cruce de ofertas dentro de los límites de precio. Posteriormente, el resultado se somete a una segunda casación, llevada a cabo por el Operador del Sistema, cuyo objetivo es garantizar la viabilidad técnica del despacho resultante. En esta fase se revisa el cumplimiento de restricciones de red, rampas de generación, mínimos técnicos u otros condicionantes operativos. En caso de detectarse incompatibilidades, se introducen ajustes mediante restricciones técnicas o *redispatching*.

En conjunto, los límites de precio, los umbrales de notificación y la existencia de una segunda casación aseguran que los resultados del mercado no solo sean económicamente eficientes, sino también viables en términos de seguridad y operación del sistema eléctrico. El detalle de los precios máximos y umbrales se muestra en la siguiente tabla

Tabla 6. Precios máximos y umbrales

	Límites de Precio armonizados (EUR/MWh).		Umbral de notificación (EUR/MWh)		Umbral 2da casación (EUR/MWh).	
Mercado	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Diario	4,000	-500	200	-20	2,400	-500
Intradiario Subasta	9,999	-9,999	200	-20		
Intradiario continuo	9,999	-9,999	1,500	-150		

Fuente: OMIE

4.4. Servicios Auxiliares

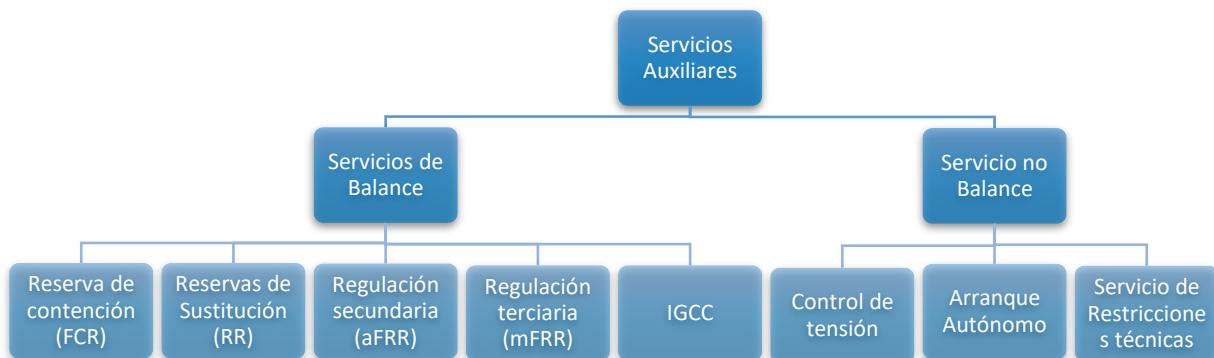
En el marco de la transición energética y la creciente penetración de energías renovables, la provisión de Servicios Auxiliares en el sistema eléctrico español se ha convertido en un pilar fundamental para garantizar la calidad y la seguridad del suministro. Estos servicios permiten mantener la estabilidad de frecuencia, controlar la tensión y resolver restricciones técnicas de operación, en coherencia con los requisitos establecidos en la legislación europea y nacional (Directiva (UE) 2019/944, Reglamento (UE) 2019/943, Circular CNMC 3/2019 y los Procedimientos de Operación actualizados).

En este contexto, el Operador del Sistema de la Red Eléctrica de España (REE) coordina un conjunto de mecanismos de balance de frecuencia —Reserva de Sustitución (RR), Regulación Secundaria (aFRR) y Regulación Terciaria (mFRR)— y de no frecuencia —como

el Control de Tensión, partida Autónoma y Servicio de Restricciones Técnicas. La reciente aprobación del nuevo Procedimiento de Operación para el servicio de Control de Tensión, respaldada por proyectos piloto exitosos, refuerza la incorporación de recursos técnicos innovadores y flexibles, abriendo la participación a tecnologías de generación renovable, almacenamiento y demanda, bajo un esquema regulado y competitivo.

La figura siguiente sintetiza la clasificación y estructura de estos servicios auxiliares del sistema eléctrico peninsular español, diferenciando entre aquellos que inciden directamente en el balance y no balance.

Figura 24. Servicios de Balance



Fuente: Elaboración GME

4.4.1. Servicios de Balance de frecuencia

Los servicios de balance de frecuencia constituyen uno de los mecanismos esenciales para garantizar la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico, corrigiendo en tiempo real los desvíos entre la generación programada y la demanda efectiva. En el sistema eléctrico peninsular español, estos servicios son coordinados por el Operador del Sistema (REE) conforme a lo establecido en la Directriz sobre Balance Eléctrico (Reglamento (UE) 2017/2195), el Reglamento (UE) 2019/943, la Circular CNMC 3/2019 y las Condiciones Relativas al Balance aprobadas por resolución de la CNMC. Actualmente, los servicios de balance de frecuencia se estructuran en cuatro productos principales, en línea con el marco de armonización europeo definido por la ENTSO-E:

a) Reserva de Contención de Frecuencia (FCR)

Es la primera herramienta de defensa automática del sistema eléctrico para mantener la frecuencia cerca de su valor nominal cuando se produce un desequilibrio repentino entre generación y consumo. Esta reserva se activa de forma inmediata y local en cada central o instalación obligada, ajustando su potencia activa para frenar desviaciones de frecuencia en cuestión de segundos. La rapidez y el funcionamiento de esta respuesta están regulados a nivel europeo por el Reglamento (UE) 2017/2195 (Directriz de Balance Eléctrico) y el Reglamento (UE) 2017/1485 (Directriz de Operación de la Red), que fijan los requisitos técnicos y la coordinación entre países.

En España, la FCR no se contrata como un mercado independiente ni tiene un pago específico: es un requisito técnico obligatorio definido en los Permisos de Conexión, en el Reglamento (UE) 2016/631 (Requisitos de Conexión de Generadores) y concretado

operativamente en el Procedimiento de Operación P.O. 1.5. La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y la Circular 3/2019 de la CNMC establecen el marco para garantizar su disponibilidad dentro de los servicios de balance del sistema.

b) Regulación Secundaria (aFRR)

Es un servicio automático y simétrico cuyo propósito es mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal (50 Hz) y corregir en continuo las desviaciones entre la generación real y la programada. La activación de este servicio se produce en tiempos que oscilan entre 20 segundos y 15 minutos, mediante la señal de control enviada por REE a los proveedores habilitados. La provisión de este servicio se articula, a nivel paneuropeo, a través de la plataforma PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*).

c) Regulación Terciaria (mFRR)

Este servicio consiste en la activación manual de reservas de potencia activa para restablecer la reserva secundaria utilizada y mantener el equilibrio generación-demanda. Se activa en plazos inferiores a 15 minutos, complementando la flexibilidad operativa del sistema ante imprevistos o grandes fluctuaciones, especialmente en escenarios con alta penetración renovable. La gestión de la regulación terciaria se realiza mediante mercados de balance organizados por REE y su intercambio paneuropeo se articula también a través de la plataforma MARI.

d) Reserva de Sustitución (RR)

Es un servicio de ámbito europeo integrado a través de la plataforma MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*), destinado a resolver desvíos entre generación y demanda que se identifican tras el cierre del mercado intradiario. Su objetivo principal es restituir las reservas automáticas consumidas por la regulación secundaria y terciaria, asegurando la disponibilidad de recursos para afrontar desequilibrios posteriores. La programación de este producto se realiza con una antelación mínima de 30 minutos respecto al periodo de entrega.

e) IGCC (International Grid Control Cooperation)

Es un mecanismo de compensación de desequilibrios en tiempo real que permite optimizar el intercambio de energía de regulación secundaria entre sistemas eléctricos de diferentes países. El IGCC reduce la necesidad de activación de reservas internas, contribuyendo a la estabilidad del sistema, la reducción de costos de balance y la integración eficiente de la generación renovable variable.

En el marco del proceso de armonización del sistema eléctrico europeo impulsado por la ENTSO-E³⁶, los servicios de balance están siendo integrados en plataformas comunes que permiten una mayor eficiencia, transparencia y coordinación transfronteriza. En este contexto, la Regulación Secundaria se articula a través de la plataforma PICASSO³⁷,

³⁶ El proceso de armonización en el contexto del sistema eléctrico europeo se refiere a la unificación progresiva de normas, procedimientos y plataformas de operación entre los distintos países de la Unión Europea para facilitar un funcionamiento conjunto, eficiente y seguro del sistema eléctrico europeo.

³⁷ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/

mientras que la Regulación Terciaria se gestiona mediante la plataforma MARI³⁸. Ambas plataformas forman parte de los proyectos paneuropeos de implementación de los *European Balancing Platforms*, desarrollados conforme a lo establecido en los Network Codes on Electricity Balancing (EB NC).

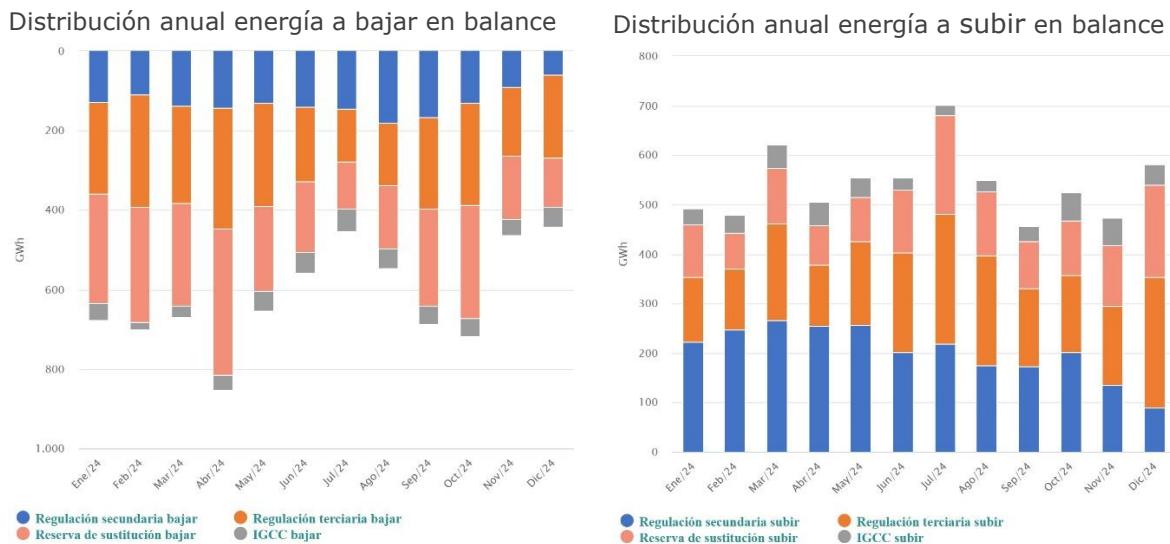
El sistema eléctrico español, por medio de la REE, participa activamente en la implementación progresiva de estas plataformas, adaptando sus procedimientos y herramientas operativas para garantizar la interoperabilidad con los mecanismos europeos. Este proceso permite ampliar la base de recursos de balance disponibles, facilitar la entrada de nuevos agentes (como agregadores y almacenamiento) y optimizar la utilización de la flexibilidad a escala continental. La participación en MARI y PICASSO refuerza la capacidad del sistema para responder ante desvíos y contribuye al cumplimiento de los objetivos de integración del mercado eléctrico europeo.

Respecto de las transacciones realizadas en el balance, en 2024, los mercados de balance del sistema eléctrico peninsular gestionaron un total de 13,920 GWh, de los cuales el 46.7 % correspondió a energía a subir y el 53.3 % a energía a bajar. Esta distribución refleja una ligera predominancia de actuaciones orientadas a reducir generación, probablemente asociadas a una elevada producción renovable.

La siguiente figura muestra la distribución anual de energía en el balance. Por una parte, se puede apreciar que la distribución anual de la energía a bajar alcanzó su máximo en abril, con más de 800 GWh gestionados, destacando la participación de la reserva de sustitución, seguida por la regulación terciaria, y en menor medida, la regulación secundaria y el mecanismo europeo IGCC. Por otra parte, se muestra la energía a subir registró máximos en los meses de julio y agosto, coincidiendo con las máximas de demanda y posibles restricciones en la disponibilidad renovable. En este caso, también dominaron la regulación terciaria y la reserva de sustitución, con apoyo de los servicios secundarios e IGCC.

³⁸ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/

Figura 25 Distribución anual de energía en balance



Fuente: Red Electrica

La siguiente tabla muestra la evolución mensual de los precios de los servicios de balance en 2024, diferenciando entre energía a subir y a bajar en los mecanismos de regulación secundaria, reserva de sustitución y regulación terciaria. Los precios más altos a subir se registran en noviembre y diciembre, superando los 130 EUR/MWh, lo que indica una mayor necesidad de generación adicional en esos meses. También destacan julio y agosto, coincidiendo con puntas de demanda por altas temperaturas. En cambio, en abril se observan precios negativos a bajar, especialmente en regulación secundaria y terciaria, reflejando un exceso de generación, posiblemente por alta producción renovable. En los últimos meses del año, los precios a bajar vuelven a valores positivos, sugiriendo un sistema más equilibrado.

Tabla 7. Precios servicios balance

Meses	Asignada 2 ^a (Subir)	RR (Subir)	Terciaria (Subir)	Asignada 2 ^a (Bajar)	RR (Bajar)	Terciaria (Bajar)
ene-24	87.04	101.41	96.02	41.15	32.46	20.35
Feb-24	49.26	54.72	58.41	12.45	13.56	7.29
Mar-24	25.5	16.67	23.94	6.33	5.62	-5.56
abr-24	23.26	43.21	32.9	-82.98	-22.45	-52.45
May-24	51.88	60.63	64.07	8.84	0.64	-2.19
Jun-24	79.51	89.11	93.7	25.19	8.73	15.19
Jul-24	86.65	97.52	97.33	46.18	21.61	22.07
ago-24	102.8	115.11	114.69	52.02	31.94	35.26
Sep-24	88.77	110.72	106.67	33.24	25.91	14.25
Oct-24	88.32	87.96	96.76	26.15	35.97	14.15
Nov-24	107.55	130.54	130.18	67.18	59.57	47.97
dic-24	138.76	147.46	143.12	57.07	71.54	55.21

Fuente:OMIE.

4.4.2. Servicios de no balance

En complemento a los servicios de balance de frecuencia, el sistema eléctrico peninsular cuenta con un conjunto de servicios de ajuste de no frecuencia, también denominados servicios de no balance, cuya finalidad principal es garantizar la viabilidad física, la calidad de la tensión y la seguridad operativa de la red de transporte. A diferencia de los servicios de balance, estos no actúan directamente sobre la potencia activa ni la frecuencia, sino que controlan parámetros críticos como la tensión, la potencia reactiva y la configuración operativa de la red ante contingencias

a) Control de Tensión

En el marco de la operación del sistema eléctrico peninsular, el servicio de control de tensión constituye un elemento fundamental para mantener la calidad del suministro y la estabilidad de la red de transporte. Este servicio se presta a través de tres capas complementarias: la prestación básica obligatoria, la respuesta rápida de tensión mediante seguimiento de consignas y la contratación de capacidad reactiva adicional mediante mercados zonales, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Operación P.O.7.4 y la Resolución CNMC DCOOR/DE/005/24, de 12 de junio de 2025.

- **Prestación básica de control de tensión:** es una obligación técnica de todos los generadores y sistemas de almacenamiento conectados a la red de transporte. Consiste en disponer de la capacidad necesaria para inyectar o absorber potencia reactiva en función de su diseño, manteniendo un rango de factor de potencia o siguiendo una curva de control tensión-reactiva (U-Q) definida en los requisitos de conexión. Esta prestación se realiza de forma continua y automática mediante el sistema de regulación interna de cada instalación, sin requerir instrucciones externas en tiempo real. La prestación básica no genera una retribución específica, pues se considera una exigencia inherente a la conexión y operación segura de la red.
- **Respuesta rápida de tensión:** también conocida como seguimiento de consignas, es una capa dinámica y flexible del servicio. Se activa cuando el Operador del Sistema detecta desviaciones significativas o rápidas de la tensión en determinadas zonas de la red. En estos casos, se envían consignas individuales a instalaciones habilitadas, que pueden consistir en ajustar directamente la tensión en barras de central a un valor objetivo (consigna U) o modificar la potencia reactiva a un nivel concreto (consigna Q). Este servicio es voluntario para las instalaciones, pero requiere una habilitación específica y se limita a recursos conectados a la red de transporte con potencia instalada superior a 5 MW. La prestación de la respuesta rápida se retribuye mediante pagos regulados por disponibilidad y seguimiento efectivo de las consignas, e incorpora penalizaciones si se detectan incumplimientos.
- **Mercados zonales:** Finalmente, cuando la prestación básica y la respuesta rápida no resultan suficientes para cubrir todas las necesidades locales de control de tensión, el Operador del Sistema puede activar la contratación de capacidad reactiva adicional a través de mercados zonales. Este mecanismo consiste en convocar procesos competitivos, generalmente el día anterior o en horizontes cercanos al tiempo real, para contratar capacidad adicional de generación o absorción de reactiva en zonas específicas donde se prevén déficits de control de

tensión. Los agentes que disponen de recursos habilitados en la zona pueden presentar ofertas de capacidad y precio. La asignación se realiza siguiendo el principio de costo mínimo (*pay-as-bid*), y la retribución se paga por disponibilidad y uso efectivo de la energía reactiva, según las reglas de liquidación establecidas en los procedimientos de operación.

En conjunto, este esquema de control de tensión, organizado en capas, permite optimizar la utilización de los recursos ya conectados, gestionar de forma dinámica necesidades operativas en tiempo real y reforzar la seguridad de la red mediante mecanismos de mercado cuando es necesario contratar capacidad adicional. De esta forma, se contribuye a mantener la calidad del suministro, facilitar la integración de generación renovable y garantizar la operación segura y eficiente del sistema eléctrico peninsular, en coherencia con los estándares europeos de red y balance eléctrico.

b) Arranque Autónomo

Servicio obligatorio para ciertas centrales generadoras, diseñado para permitir el reinicio autónomo de la red tras un apagón total o parcial. La Resolución mantiene su configuración como parte del marco SNF, asegurando la resiliencia del sistema y la capacidad de recuperación escalonada de la red de transporte.

c) Restricciones Técnicas

Las Restricciones Técnicas constituyen uno de los mecanismos operativos fundamentales para garantizar que la programación de la generación y la demanda, resultante de la casación de los mercados diario e intradiario, pueda ejecutarse de forma viable y segura dentro de los límites físicos y operativos de la red de transporte. Su correcta aplicación asegura el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de suministro establecidos en la legislación española y en los códigos de red europeos.

De acuerdo con el Procedimiento de Operación P.O. 3.1 (Proceso de Programación), el P.O. 3.6 (Indisponibilidades y Resolución de Restricciones Técnicas) y el P.O. 9.1 (Intercambio de Información), así como las Condiciones de Servicios de No Frecuencia (SNF) aprobadas por la CNMC, las restricciones técnicas se clasifican, en función del momento de su aplicación y su propósito, en tres categorías principales: restricciones preventivas (en programación), restricciones correctivas (en tiempo real) y restricciones especiales (o excepcionales), descritas a continuación:

- **Restricciones técnicas en programación:** también denominadas preventivas, se aplican durante la fase de programación de la operación del sistema, inmediatamente después de la resolución de los mercados diario e intradiario. Su objetivo es adaptar los Programas Base de Funcionamiento (PBF) a la realidad de la red de transporte, teniendo en cuenta limitaciones de capacidad en líneas, transformadores y elementos críticos, así como la necesidad de garantizar márgenes de reserva adecuados para cubrir la demanda y mantener la estabilidad de la tensión y la frecuencia. Estas actuaciones preventivas buscan anticipar posibles congestiones o situaciones de riesgo que podrían comprometer la operación segura si no se corrigen con antelación.
- **Restricciones técnicas en tiempo real:** también conocidas como correctivas, se activan durante la operación efectiva del sistema cuando se producen incidencias o

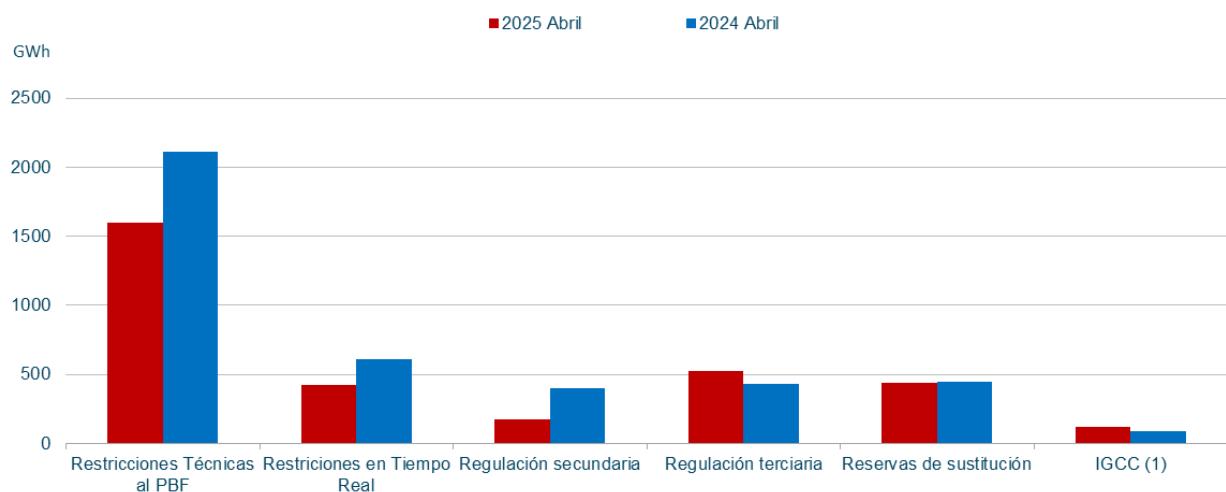
contingencias imprevistas que alteran las condiciones normales de funcionamiento. Ejemplos típicos incluyen la desconexión súbita de líneas o transformadores, fallos de equipos críticos, variaciones abruptas de la generación renovable o desviaciones significativas de la demanda. Ante estas situaciones, el Operador del Sistema instruye ajustes inmediatos en la generación o en el consumo para restablecer el equilibrio y la seguridad operativa. Esta actuación se rige principalmente por el P.O. 3.6, que define los protocolos de reacción y coordinación con los agentes afectados, y por el P.O. 9.1, que regula la comunicación de datos y confirmaciones en tiempo real.

- **Restricciones técnicas especiales:** en circunstancias excepcionales donde ni las restricciones preventivas ni las correctivas convencionales resultan suficientes para garantizar la seguridad de la operación, pueden activarse las restricciones técnicas especiales o excepcionales. Estas incluyen medidas como el Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), que faculta al Operador del Sistema para acoplar o mantener en funcionamiento grupos generadores fuera de sus órdenes de mercado, o bien instruir cambios significativos en la configuración de la red con el fin de resolver situaciones de riesgo extremo, como fenómenos meteorológicos severos, grandes apagones o condiciones de contingencia múltiple. Estas actuaciones están reguladas en las Condiciones SNF y se aplican siguiendo criterios de mínima alteración del mercado y compensación justa a los agentes participantes, según lo previsto en la Circular CNMC 3/2019 y el P.O. 14.4 (Derechos de cobro y obligaciones de pago).

En todas sus modalidades, la aplicación de restricciones técnicas conlleva la modificación del Programa Base de Funcionamiento de los agentes afectados. Las diferencias de energía resultantes se liquidan conforme a la normativa vigente.

Figura 26 ilustra la cantidad de energía que es cubierta por cada servicio auxiliar, tanto de balance (regulación, secundaria, terciaria, reservas de sustitución e IGCC) y no balance (Restricciones técnicas al PBF y Restricciones en Tiempo Real). En este gráfico se puede observar claramente la relevancia de los servicios de Restricciones Técnicas.

Figura 26 Necesidades de energía cubiertas en los servicios de ajuste



Fuente: REE.

La retribución de los servicios de no frecuencia no sigue un esquema marginalista de subastas de energía activa, sino que se articula mediante metodologías aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que garantizan la recuperación de costos incurridos, incentivan la prestación eficiente y establecen penalizaciones armonizadas para los incumplimientos, independientemente de la tecnología empleada.

El nuevo diseño aprobado en junio de 2025, que actualiza el Procedimiento de Operación P.O.7.4, refuerza este enfoque regulado al definir claramente los pagos por disponibilidad y seguimiento de consignas en el servicio de control de tensión, e introduce los mercados zonales de capacidad reactiva adicional, alineando la prestación de estos servicios con los estándares europeos de eficiencia, competencia y seguridad.

Este marco facilita la integración de recursos distribuidos, almacenamiento y la participación flexible de la demanda, optimizando la gestión de la capacidad reactiva disponible en la red de transporte y reduciendo la necesidad de inversiones en equipos fijos de compensación. En conjunto, este esquema contribuye a la estabilidad del sistema, garantiza la calidad de tensión en todos los nodos críticos y refuerza la resiliencia operativa ante escenarios de alta penetración renovable y electrificación creciente de la demanda.

4.5. Aspectos claves de la flexibilidad del mercado español^{39, 40, 41}

La transformación del sistema eléctrico español hacia un modelo más descentralizado, digitalizado y basado en energías renovables ha puesto de relieve la necesidad de incorporar nuevas formas de flexibilidad. Esta flexibilidad no solo debe garantizar la estabilidad técnica del sistema, sino también permitir una integración eficiente de recursos distribuidos, asegurar la sostenibilidad económica de las inversiones y facilitar una mayor participación de los agentes no tradicionales, incluidos consumidores, agregadores y comunidades locales.

En este contexto, España ha avanzado notablemente en el diseño e implementación de mecanismos regulatorios, comerciales y tecnológicos que permiten articular la flexibilidad en distintos niveles del sistema. Desde el desarrollo de mercados locales de flexibilidad hasta la implementación de proyectos piloto en entornos de prueba regulatoria (sandbox), pasando por el impulso a los agregadores de demanda y los contratos por diferencias, se está consolidando un ecosistema que facilita la adaptación del sistema eléctrico a los nuevos retos de la transición energética.

A continuación, se detallan algunos de los principales mecanismos y actores que están configurando este nuevo escenario flexible en España, aportando antecedentes clave y casos representativos extraídos de iniciativas recientes.

4.5.1. Mercados locales de flexibilidad

Los mercados locales de flexibilidad representan una respuesta innovadora a las necesidades emergentes de las redes de distribución en un sistema eléctrico cada vez más

³⁹ P. Basagoiti, "LOS MERCADOS DE FLEXIBILIDAD".

⁴⁰ EY, "La regulación del mercado eléctrico mayorista ante el nuevo entorno europeo," 2024

⁴¹ M. p. I. T. E. y. e. R. Demográfico, "En la convocatoria de acceso al banco de pruebas regulatorio (Sandbox)," 2025.

descentralizado y dominado por fuentes renovables. En España, estos mercados han sido impulsados principalmente por el Operador del Mercado y se alinean con la Directiva Europea 2019/944, que reconoce la necesidad de integrar recursos distribuidos gestionables en las redes de distribución. La flexibilidad local se articula en modalidades de corto y largo plazo: en el primer caso, con productos de activación diaria o intradía para responder a congestiones puntuales; en el segundo, con subastas programadas por los gestores de red para cubrir mantenimientos planificados o previsiones de demanda/generación elevada. Un ejemplo destacado es el proyecto IREMEL, que prueba mecanismos de participación de agregadores, prosumidores y comunidades energéticas en estas subastas, demostrando que los mercados locales pueden ser viables técnica y económicamente.

4.5.2. Sandbox regulatorio

Con el objetivo de facilitar la innovación en un entorno seguro y controlado, el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) lanzó en 2025 un sandbox regulatorio que permitió la implementación de cinco proyectos piloto orientados a probar nuevos modelos de negocio y servicios en el sistema eléctrico. Estos proyectos abarcan distintas áreas de la flexibilidad. El proyecto "Soluciones de Flexibilidad en Redes de Distribución" (S2F) propone la activación de mercados locales con la participación de 10 distribuidoras, universidades y OMIE. Por su parte, "I-Flex" de IGNIS Energía SA busca incentivar la demanda flexible y eliminar barreras para su entrada en los mercados de balance. "Flexability" ensaya el rol del agregador independiente, mientras que "Almacenamiento ciudadano" y "Energía del Prat" introducen soluciones comunitarias de almacenamiento y gestión compartida de excedentes fotovoltaicos. Estos proyectos operan con exenciones temporales a la normativa, permitiendo identificar ajustes regulatorios futuros necesarios para escalar estas soluciones

4.5.3. Agregadores

La figura del agregador de demanda se ha convertido en un actor clave para canalizar la participación de pequeños consumidores, prosumidores o instalaciones de almacenamiento en los mercados eléctricos. Aunque su marco regulatorio en España aún está en evolución, los proyectos del sandbox han permitido ensayar su funcionamiento real. En particular, el proyecto Flexability ha puesto a prueba modelos de agregación independiente en mercados locales, buscando definir esquemas de remuneración, responsabilidades operativas y mecanismos de validación con los distribuidores y operadores del sistema. Estos agregadores tienen el potencial de ofrecer servicios de balance, congestión y modulación horaria, y facilitar la entrada de nuevos agentes en el sistema. Sin embargo, aún persisten desafíos regulatorios relacionados con su acceso a los datos, interoperabilidad entre plataformas y el reconocimiento explícito de sus derechos y obligaciones en el mercado

4.5.4. Comunidades energéticas

Las comunidades energéticas locales están emergiendo como una forma innovadora de participación ciudadana en el sistema eléctrico, con alto potencial para contribuir a la flexibilidad. Estas comunidades permiten la gestión colectiva de la generación renovable, el almacenamiento y el consumo, todo ello coordinado desde plataformas digitales. El proyecto "Energía del Prat", por ejemplo, integra una comunidad energética que opera

baterías compartidas a nivel local, gestionadas por la plataforma Bamboo Energy. Este sistema permite que los participantes programen la carga y descarga de sus recursos según señales de mercado, aportando capacidad de respuesta a la red y optimizando el autoconsumo colectivo. La combinación de almacenamiento, inteligencia digital y gobernanza comunitaria convierte a estas entidades en herramientas eficaces para dar soporte a la red, reducir vertidos y mejorar la eficiencia energética desde el ámbito local

4.5.5. Contratos por Diferencias

Los Contratos por Diferencias se han consolidado como una herramienta esencial para garantizar ingresos estables a los promotores de nueva capacidad renovable en España. Bajo el marco del Régimen Económico de Energías Renovables (REER), el Estado adjudica en subastas potencias específicas a precios fijos durante un plazo definido. Posteriormente, se liquida la diferencia entre este precio de ejercicio y el precio real de mercado, garantizando certidumbre a largo plazo tanto para generadores como para el sistema. Esta modalidad convive con los PPAs privados y ha demostrado su utilidad para movilizar inversiones en condiciones de mercado volátiles. En las discusiones regulatorias recientes, se ha planteado si la liquidación de los CfDs debe impactar o no a los consumidores que ya cuentan con contratos fijos o PPAs. Además, el calendario de subastas hasta 2026 ha sido considerado insuficiente por parte del sector, siendo recomendable su extensión hasta 2030 con el fin de ofrecer visibilidad y planificación adecuada para los inversores.

4.6. Atributos de flexibilidad en España

4.6.1. Atributos operativos y técnicos tradicionales

La capacidad de rampa es gestionada principalmente mediante tecnologías como el bombeo hidráulico, ciclos combinados y, más recientemente, baterías, que permiten adaptar la producción a rápidas variaciones de la demanda o generación renovable. La reserva operativa está estructurada a través de productos como la reserva secundaria y terciaria, activables según la criticidad del evento y disponibles dentro de los servicios de ajuste gestionados por Red Eléctrica de España (REE). La respuesta de frecuencia se garantiza mediante mecanismos de regulación primaria y secundaria, sin llegar a la granularidad de servicios como Dynamic Containment del Reino Unido, pero cumpliendo su función estabilizadora.

A su vez, tanto el tiempo de activación como la duración de entrega están diferenciados entre los distintos servicios, con respuestas que van desde segundos en la regulación secundaria hasta minutos u horas en la terciaria. Las baterías, por ejemplo, son idóneas para servicios de corta duración, mientras que el bombeo se adapta a requerimientos prolongados. La inercia ha adquirido un papel clave con la alta penetración renovable, lo que ha llevado a REE a explorar tecnologías como condensadores síncronos e inercia sintética provista por baterías con control avanzado.

Además, la fortaleza de red es considerada en la planificación y operación del sistema, con estudios que evalúan la estabilidad transitoria y dinámica ante perturbaciones. De forma complementaria, el control de tensión y la provisión de potencia reactiva se gestionan mediante servicios específicos, incluyendo contratos bilaterales con generadores en zonas de alta concentración renovable. Finalmente, la flexibilidad de la red de transmisión está

integrada en la planificación 2025–2030, con inversiones orientadas a ampliar el mallado, gestionar congestiones y aumentar la capacidad operativa sin recurrir siempre a nuevas infraestructuras físicas.

4.6.2. Atributos Emergentes

En relación con los atributos emergentes, el sistema español ha comenzado a adoptar capacidades que responden a un entorno más digitalizado, descentralizado y participativo. La despachabilidad o controlabilidad digital está siendo habilitada mediante el despliegue de contadores inteligentes, plataformas de gestión energética y el desarrollo normativo del agregador independiente. Pilotos como *Flexability* e *iFLEX* están demostrando la posibilidad de integrar recursos como electrodomésticos inteligentes, baterías residenciales y cargadores de vehículos eléctricos en mercados de flexibilidad.

La movilidad eléctrica flexible se está impulsando a través de ensayos V2G y esquemas de carga gestionada, especialmente en combinación con agregadores. Aunque no existe aún un mercado consolidado, los marcos regulatorios en desarrollo apuntan a facilitar su integración como recurso activo. El valor local de la flexibilidad es un eje central en los nuevos mercados piloto gestionados por los distribuidores (DSOs), donde se identifica flexibilidad localizada que evita reforzamientos de red en zonas concretas con limitaciones operativas.

Asimismo, la modularidad de los recursos se refleja en la agregación de pequeños activos como baterías, autoconsumo residencial y dispositivos de consumo flexible, habilitados digitalmente. Esta característica permite la participación masiva de unidades descentralizadas sin comprometer la operabilidad del sistema. En cuanto a la flexibilidad temporal, aunque aún no se ha formalizado como categoría de producto, existe un reconocimiento práctico de que diferentes tecnologías (por ejemplo, baterías frente a bombeo hidráulico) responden a necesidades en distintos horizontes temporales.

Respecto a la multivectorialidad, España aún no la ha formalizado como atributo dentro del marco de flexibilidad, pero ya se intuyen avances en proyectos que combinan electricidad con almacenamiento térmico, integración de hidrógeno y electrificación del transporte. Iniciativas como la Hoja de Ruta del Hidrógeno y los esquemas híbridos de autoconsumo y almacenamiento reflejan esta evolución. Por último, la resiliencia climática y estacional es abordada desde la planificación de continuidad del suministro, con indicadores como la energía no suministrada (ENS) y el tiempo medio de interrupción (TIM), aunque todavía no se ha traducido en productos de flexibilidad específicos para eventos extremos.

5. Reino Unido

5.1. Evolución y principales reformas del sector eléctrico en Reino Unido

El sistema eléctrico del Reino Unido tiene sus orígenes en 1881 con la puesta en operación de la primera central comunitaria en Godalming. Hacia mediados del siglo XX, la mayor parte de la infraestructura de generación, transmisión y distribución en Inglaterra y Gales estaba centralizada bajo el control del *Central Electricity Generating Board* (CEGB).

En 1989 se inició un proceso de reforma estructural y privatización, que culminó en 1990

con la creación del *Electricity Pool of England & Wales*. Este sistema estableció un mercado obligatorio para la mayoría de los generadores, en el cual los precios de la energía y los pagos por capacidad se determinaban mediante mecanismos de oferta y demanda. Si bien el Pool introdujo competencia en la generación, fue objeto de críticas por su complejidad y falta de transparencia en la formación de precios.

En 2001, el Pool fue reemplazado por los *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), que instauraron un modelo basado en contratos bilaterales y un mercado spot. Este nuevo esquema eliminó los pagos por capacidad y consolidó un mercado centrado exclusivamente en la energía, donde los precios e incentivos a la inversión se establecen a través de mecanismos de compraventa. En 2005, con la implementación de los *British Electricity Trading and Transmission Arrangements* (BETTA), se integraron los mercados de Escocia, Inglaterra y Gales bajo un sistema unificado de despacho y fijación de precios.

La tercera gran reforma, conocida como *Electricity Market Reform* (EMR), fue introducida en 2013 con el objetivo de compatibilizar la descarbonización del sector con la seguridad del suministro y la asequibilidad. Para ello, se implementaron cuatro instrumentos clave:

- Contratos por Diferencia (CfD): Otorgan ingresos estables a tecnologías de generación baja en carbono y renovables.
- Mercado de Capacidad (CM): Reintroduce pagos por capacidad para garantizar disponibilidad en picos de demanda.
- Precio Mínimo del Carbono (*Carbon Floor Price*): Establece un piso al precio de las emisiones de CO₂.
- Estándar de Rendimiento de Emisiones (EPS): Impone límites a las emisiones de plantas contaminantes.

Estos mecanismos han sido efectivos en incentivar la inversión en energías renovables y mantener la confiabilidad del sistema. No obstante, han surgido cuestionamientos en torno a la complejidad regulatoria y su impacto en los costos para los consumidores.

5.2. Características del Sistema eléctrico

La presente sección presenta las principales características de los segmentos de generación, transmisión y distribución.

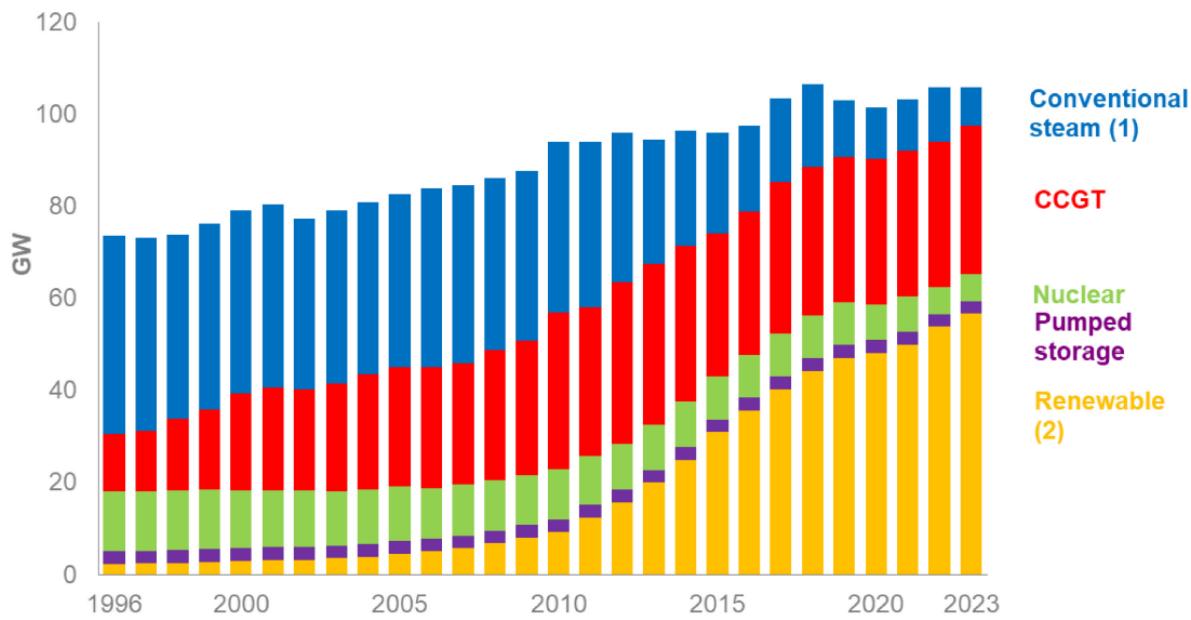
5.2.1. Generación

En las últimas décadas, el sistema de generación eléctrica del Reino Unido ha transitado progresivamente hacia fuentes bajas en carbono, en línea con los objetivos de descarbonización nacional. Este proceso ha implicado una disminución sustancial del uso del carbón, acompañado por una consolidación del ciclo combinado a gas natural (CCGT) como fuente de respaldo clave. A partir de 2010, las energías renovables han registrado un crecimiento exponencial, posicionándose como un componente central del sistema energético. En contraste, la generación nuclear ha mantenido niveles estables, mientras que el almacenamiento por bombeo hidráulico ha presentado un crecimiento moderado (Figura 27).

La adopción de fuentes renovables ha mostrado importantes diferencias regionales dentro del Reino Unido. En 2023, Escocia lideró con una participación renovable del 70.3%,

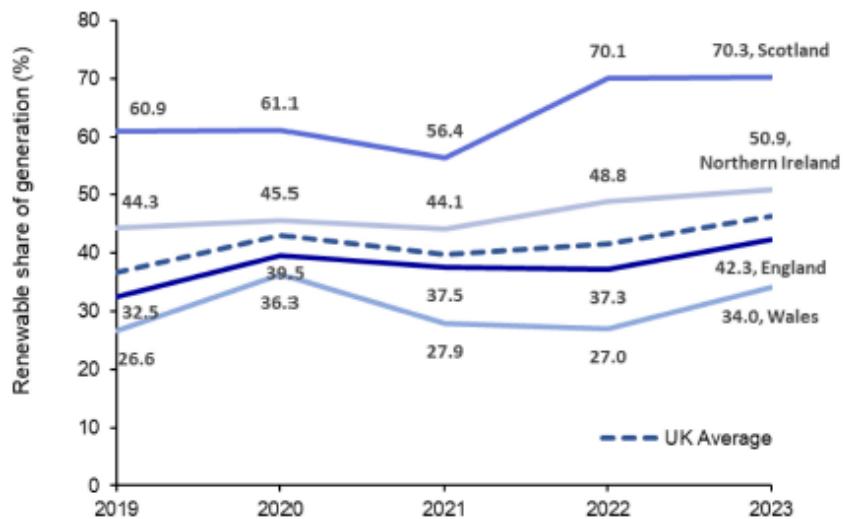
seguida por Irlanda del Norte (50.9%), Inglaterra (42.3%) y Gales (34.0%). Estas cifras reflejan un avance generalizado, aunque heterogéneo, hacia la descarbonización del sistema eléctrico (Figura 28).

Figura 27. Evolución capacidad instalada 1996-2023



Fuente: Department for Energy Security & Net Zero, "UK ENERGY IN BRIEF 2024," 2024.

Figura 28. Participación de la generación de ERV por país

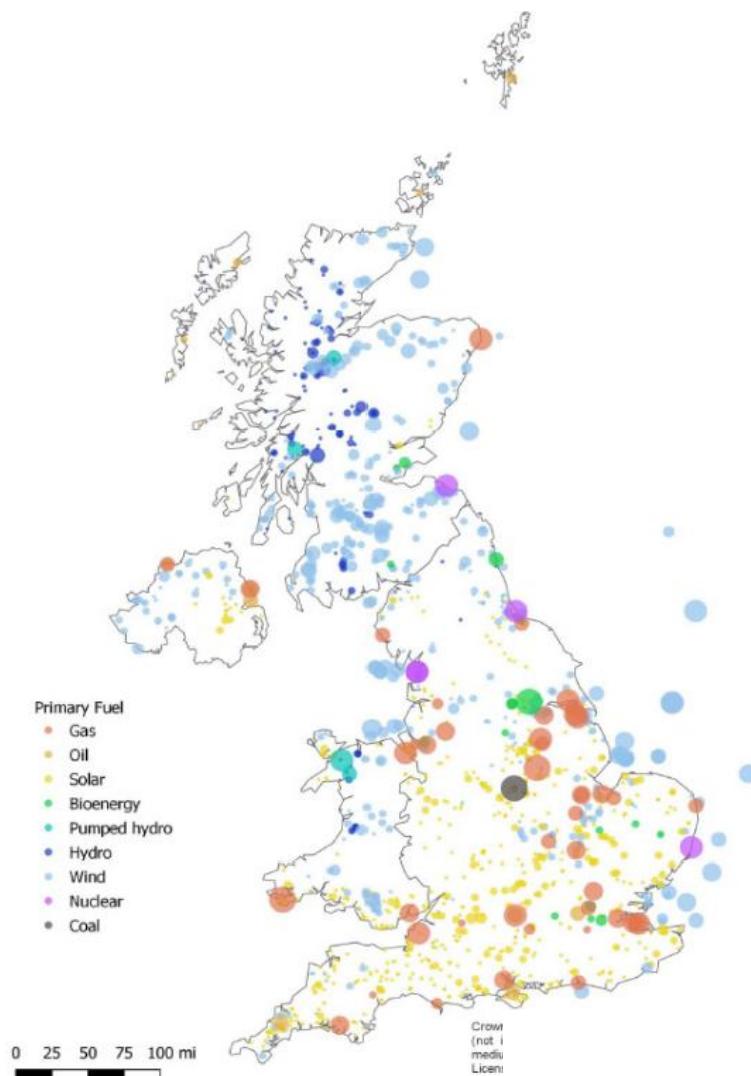


Fuente: Department for Energy Security & Net Zero, "Electricity generation and supply in Scotland, Wales, Northern Ireland, and England, 2019 to 2023," 2024.

En cuanto a la distribución geográfica de la generación, se observa una concentración de energía eólica e hidroeléctrica en Escocia, mientras que el sur de Inglaterra destaca por su

aprovechamiento de la energía solar. El gas natural continúa siendo una fuente relevante en todo el país, especialmente en Inglaterra. La generación a carbón es marginal, en línea con su retirada progresiva. Por su parte, la siguiente figura ilustra que las centrales nucleares se ubican mayoritariamente en zonas costeras, y las instalaciones de bombeo hidroeléctrico se concentran en regiones montañosas como Escocia y Gales.

Figura 29. Distribución de centrales de generación (mayo 2024)



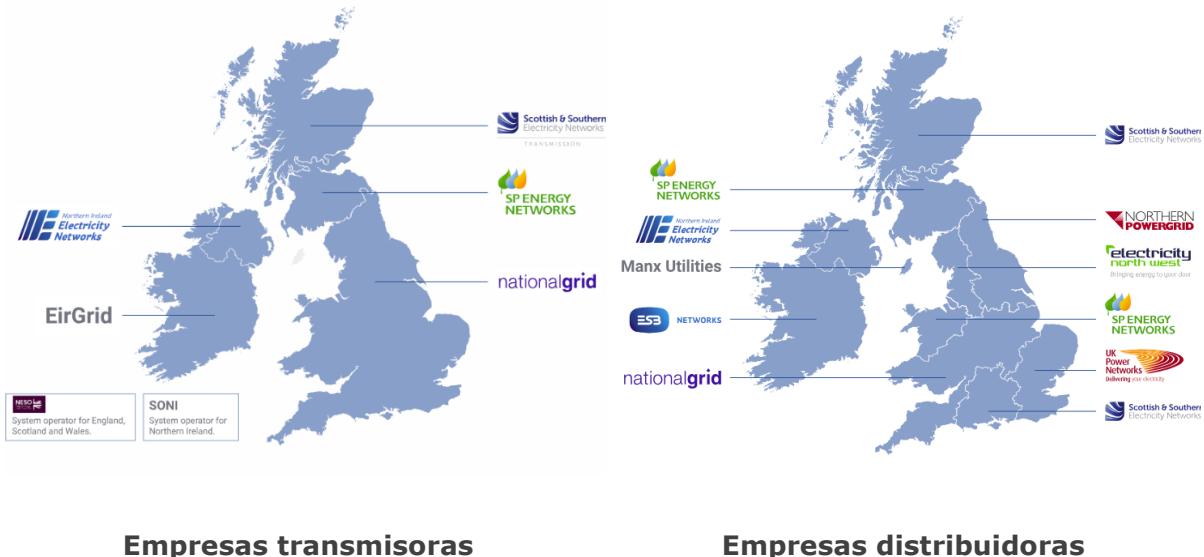
Fuente: Department for Energy Security & Net Zero, "Electricity generation and supply in Scotland, Wales, Northern Ireland, and England, 2019 to 2023," 2024.

5.2.2. Transmisión y distribución

En el Reino Unido hay tres operadores de la red de transmisión. En Inglaterra y Gales, la red de transmisión es operada por el *National Electricity System Operator* (NESO). En el sur de Escocia, es operada por SP Energy Networks, y en el norte de Escocia por *Scottish & Southern Electricity Networks*. Por su parte, a nivel distribución existen 7 principales operadores de red: *National Grid*, *SP Energy Network*, *Northern Ireland Electricity Networks*, *Scottish and Southern Electricity Network*, *Nothern Powergrid*, *Electricity North*

West, y UK Power Network, distribuidos como se muestra en la siguiente figura.

Figura 30. Distribución geográfica de transmisoras y distribuidoras en Reino Unido



Fuente: Energy Networks Association

5.3. Mercado de contratos largo plazo

El mercado mayorista está compuesto por un mercado de contratos a largo plazo (forward/futuros) y el mercado de corto plazo (mercado de ofertas) los cuales se describen a continuación.

En el mercado de contratos a largo plazo, se realizan transacciones con semanas, meses o incluso años de antelación, con el objetivo de protegerse contra la volatilidad de los precios a corto plazo y asegurar precios con anticipación. Estos contratos se negocian bilateralmente en el mercado extrabursátil (OTC) o en bolsas como la *Intercontinental Exchange* (ICE)⁴² o la *European Energy Exchange* (EEX)⁴³.

5.4. Mercado de corto plazo

El mercado de corto plazo está compuesto por el *day-ahead market* (mercado del día anterior), *intraday market* (mercado intradiario), *balancing* (balance) e *imbalance settlement* (liquidación de desbalances). Es importante destacar que las transacciones realizadas en el *day-ahead* e *intraday markets* constituyen compromisos tanto financieros como físicos de energía, ya que en ellas se establecen tanto los precios como los volúmenes transados. A continuación, se detallan las principales características de cada uno de estos componentes del mercado de corto plazo:

⁴² <https://www.ice.com/index>

⁴³ <https://www.eex.com/en>

5.4.1. Day-ahead market

Las transacciones en el *day-ahead market* se efectúan mediante subastas (*Day-Ahead Auction*), que tienen lugar el día previo a la entrega de la electricidad. Este mecanismo permite a los participantes ajustar sus posiciones tras haber realizado operaciones a mediano y largo plazo. En estas subastas se determinan los volúmenes físicos de energía y sus precios correspondientes para cada hora —o media hora— del día siguiente. El esquema de formación de precios utilizado es del tipo *pay-as-clear*, en el cual todas las ofertas aceptadas se remuneran al mismo precio de equilibrio.

Las subastas son organizadas principalmente por las bolsas *European Power Exchange* (EPEX SPOT)⁴⁴ y *Nord Pool* (N2EX)⁴⁵ en el caso de Gran Bretaña (GB), y por SEMOpX⁴⁶ para Irlanda e Irlanda del Norte. En total, durante el mercado del día anterior, se llevan a cabo tres subastas principales:

1. **EPEX Day-Ahead 60 Minute:** se realiza a las 09:20 del día previo a la entrega.
2. **N2EX Day-Ahead Hourly:** tiene lugar a las 09:50 del día previo a la entrega.
3. **EPEX Day-Ahead 30 Minute:** se efectúa a las 15:30 del día previo a la entrega.

Finalmente, los interconectores entre GB y Francia, Bélgica y los Países Bajos realizan subastas explícitas de capacidad. Sin embargo, el contexto y la estructura de estas subastas varían ligeramente según el interconector y el régimen regulatorio aplicable⁴⁷.

De acuerdo con Ofgem, el organismo regulador, los precios en el mercado del día anterior pueden presentar un alto grado de volatilidad, situación que se ha intensificado recientemente debido a la fluctuación de los precios del gas

5.4.2. Intraday market

Una vez finalizada la subasta del *day-ahead market*, los participantes aún pueden negociar electricidad en el *intraday market* ya sea a través de subastas (*intraday auctions*) o mediante o negociación continua (*continuos trading*), con el objetivo de ajustar sus posiciones en respuesta a cambios en las previsiones de demanda o en la disponibilidad de generación. Este mercado proporciona una mayor flexibilidad operativa a los participantes. En el marco del mercado intradiario, se realizan dos subastas adicionales:

1. **EPEX Intraday 1:** se lleva a cabo a las 17:30 del día previo a la entrega.
2. **EPEX Intraday 2:** se realiza a las 08:00 del mismo día de la entrega.

Tanto las subastas intradiarias como la negociación continua son gestionadas principalmente por EPEX SPOT. A diferencia de las subastas, donde se aplica el esquema de precios *pay-as-clear*, en el trading continuo el precio se determina bajo un esquema *pay-as-bid*, en el cual cada orden se ejecuta al precio ofertado individualmente⁴⁸.

⁴⁴ <https://www.epexspot.com/en/focus-gb>

⁴⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Day-ahead-trading/>

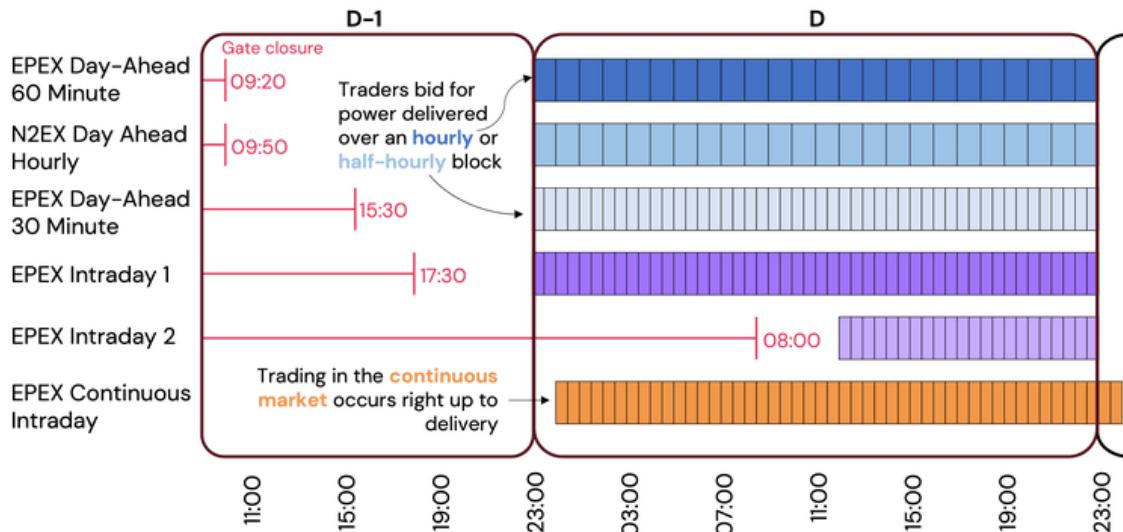
⁴⁶ <https://www.semopx.com/>

⁴⁷ <https://www.epexspot.com/en/focus-gb>

⁴⁸ <https://modoenergy.com/research/wholesale-trading-markets-explainer-gb-n2ex-epex-dayahead-intraday>

La siguiente figura representa la secuencia temporal de las subastas y trading. En esta figura se indica la hora de cierre de cada subasta (*Gate closure*), el periodo temporal total que considera la subasta y los bloques horario o de 30 minutos incluidos en las subastas o *trading*.

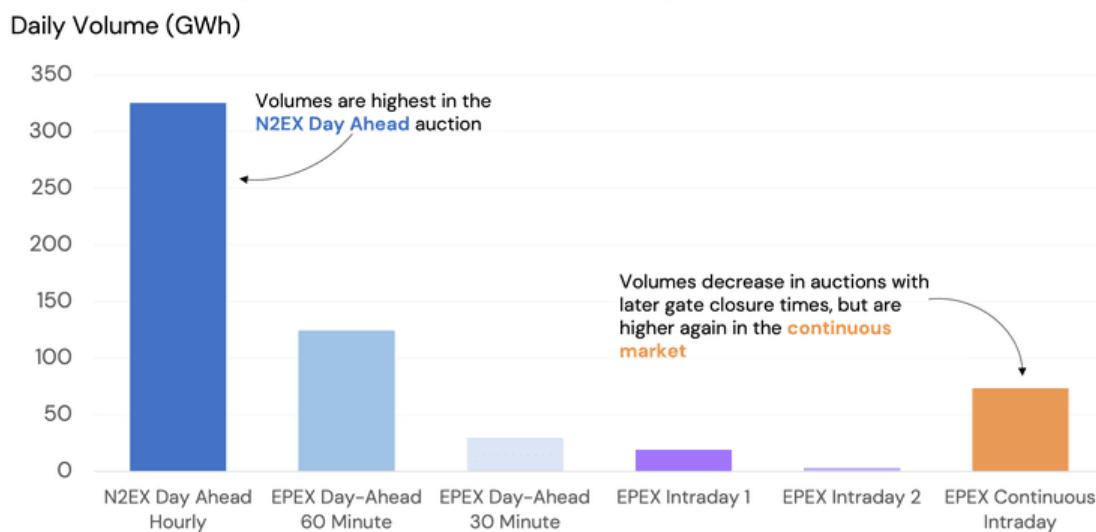
Figura 31. Subastas y trading continuo en day-ahead e intraday markets



Fuente: Modo Energy

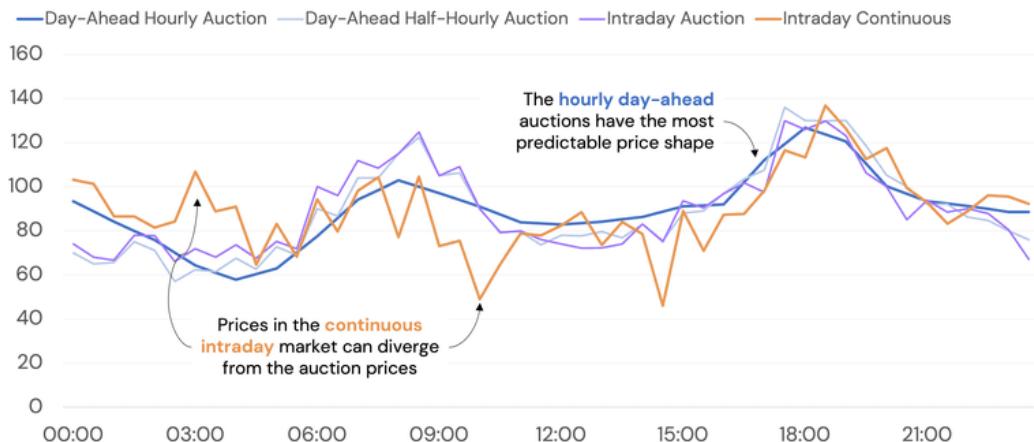
Los volúmenes y precios transados en cada uno de los segmentos del *day-ahead e intraday markets* son ilustrados en **Figura 32** y Figura 33. Precio promedio (£/MWh) transados el 8 de noviembre de 2023

Figura 32. Volúmenes de energía transados el 8 de noviembre de 2023



Fuente: Modo Energy

Figura 33. Precio promedio (£/MWh) transados el 8 de noviembre de 2023



Fuente: Modo Energy

5.5. Balancing^{49 50 51 52 53 54}

Para garantizar la estabilidad del sistema, NESO lleva a cabo el balance del sistema utilizando tres herramientas: el *Balancing Mechanism* (BM), *balancing services* y *energy trading*⁵⁵. El mínimo período de negociación es un bloque de media hora, permitiendo ajustes precisos en el sistema eléctrico.

5.5.1. Balancing Mechanism

El *Balancing Mechanism* es una subasta en tiempo real gestionada por el Operador del Sistema Eléctrico (NESO) para mantener el equilibrio entre oferta y demanda eléctrica en Reino Unido. Funciona las 24 horas, en períodos de 30 minutos.

La subasta se abre entre 60 y 90 minutos antes del suministro. Durante este tiempo, los participantes envían (*offers*) ofertas para aumentar la generación o reducir consumo, y (*bids*) pujas para lo contrario, según lo que puedan ofrecer técnicamente. Las ofertas y pujas aceptadas son pagadas como *pay-as-bid*. Al cerrarse la subasta ("gate closure"), el Centro Nacional de Control Eléctrico (ENCC) selecciona las opciones más eficientes y económicas, considerando también factores operativos y geográficos. Las instrucciones se formalizan mediante *Bid Offer Acceptances* (BOAs), que los participantes deben cumplir ajustando su producción o consumo.

Este sistema se gestiona de forma continua para asegurar la estabilidad y frecuencia de la red eléctrica.

⁴⁹ Electricity System Operator (ESO), "Roadmap Markets," 2024.

⁵⁰ <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services>

⁵¹ National Energy System Operator, "Market Delivery Plans -November Update," 2024.

⁵² Imperial College London, "Flexibility in Great Britain,"

⁵³ National Energy System Operator (NESO), "Balancing Costs Summer Report," 2024.

⁵⁴ Energy System Operator, "Operability Strategy Report," 2023.

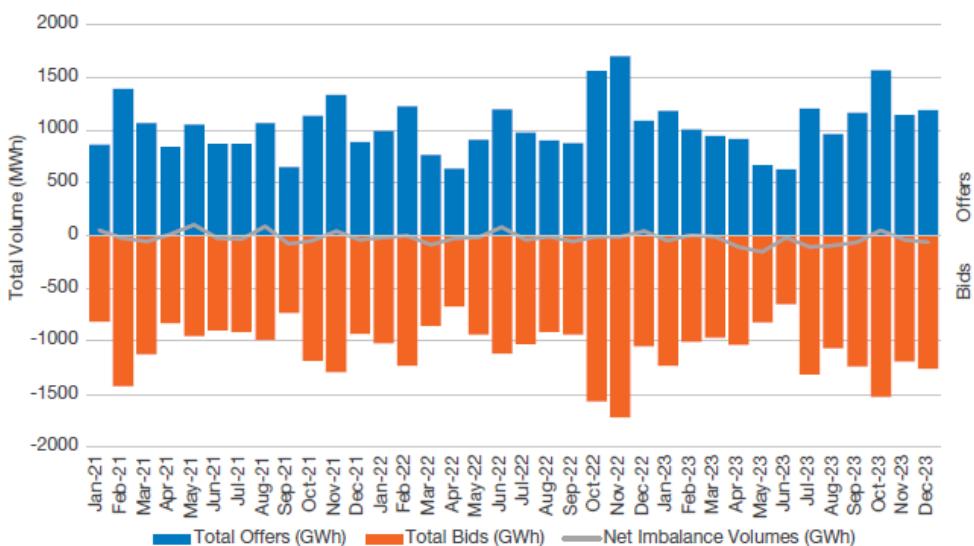
⁵⁵ <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-costs>

Los costos del *Balancing Mechanism* provienen de distintas acciones necesarias para mantener el equilibrio en la red eléctrica. Éstas se dividen en dos categorías principales:

- Acciones energéticas: ajustan la generación para igualar la oferta y la demanda de electricidad.
- Acciones del sistema: responden a necesidades físicas de la red, como mantener la tensión, frecuencia, inercia o gestionar restricciones, redistribuyendo la generación a corto plazo.

Figura 34 muestra los montos totales de ofertas y pujas instruidas entre el periodo comprendido entre enero 2021 y diciembre 2023. En este periodo el sistema eléctrico del Reino Unido experimentó un aumento en los déficits energéticos, reflejado en el Volumen de Desequilibrio Neto (NIV). En 2023, el NIV fue negativo en 11 de los 12 meses, con un promedio mensual de -50 GWh, indicando una mayor insuficiencia de oferta respecto a años anteriores.

Figura 34. Bids y offers instruidas entre enero 2021 y diciembre 2023



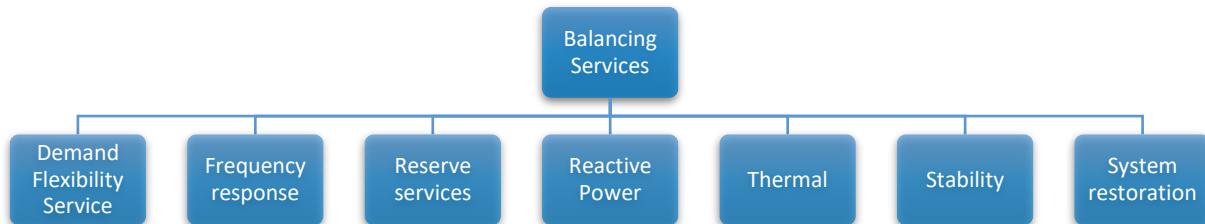
Fuente: Electricity System Operator (ESO), "Roadmap Markets," 2024.

Durante el mismo periodo, las ofertas de energía en el BM disminuyeron un 2%, mientras que las pujas (demanda) aumentaron en igual proporción. Octubre de 2023 registró la mayor actividad, impulsada por altos niveles de generación eólica que requirieron mayor intervención del ESO. En contraste, junio presentó la menor actividad por baja generación eólica y menor necesidad de ajustes en red

5.5.2. Balancing Services

Entre los servicios y prestaciones incluidos en los servicios de balance están la respuesta de demanda, respuesta de frecuencia, la reserva de generación, el control de potencia reactiva y la restauración del sistema. El detalle de los servicios incluidos se muestra en la Figura 35 y son descritos a continuación:

Figura 35. Balancing services- NESO



Fuente: Elaboración GME

- **Demand flexibility services:** están diseñados para reducir el consumo eléctrico de manera voluntaria durante momentos de estrés en el sistema. Está pensado para activar flexibilidad en la demanda que no participa en otros mercados, permitiendo así aliviar la red sin necesidad de recurrir a generación adicional.

Este servicio se dirige a hogares, empresas y agregadores, quienes pueden recibir pagos por disminuir o trasladar su consumo en horarios señalados. Los eventos de activación pueden ser programados con antelación o emitidos en tiempo real, y suelen durar como mínimo una hora.

Una de sus reglas clave es que los participantes no deben estar comprometidos simultáneamente con otros servicios como el *Balancing Mechanism* o el *Capacity Market*, lo que garantiza que la reducción sea exclusiva y medible. En el invierno 2023/24, más de 2 millones de clientes participaron, logrando movilizar hasta 300 MW por evento, demostrando el valor operativo de esta herramienta para la seguridad del sistema.

- **Frequency response:** los servicios de respuesta de frecuencia actúan en tiempo real para equilibrar automáticamente la oferta y la demanda, y mantener la frecuencia en la red. Los activos contratados logran esto mediante la medición continua de la frecuencia del sistema. Cuando la frecuencia se desvía de los 50 Hz, las unidades modifican su generación o demanda para contrarrestar ese desvío.
- **Reserve:** La reserva es la capacidad de entregar energía hacia arriba (aumentar generación o reducir demanda) o hacia abajo (reducir generación o aumentar demanda) para gestionar desequilibrios previos a una falla (pre-falla) y pérdidas posteriores a una falla (post-falla) de generación o demanda.

Mientras que los servicios de respuesta de frecuencia se activan automáticamente en escalas de tiempo de subsegundos, los servicios de reserva se despachan manualmente, con un tiempo de rampa y entrega completa que suele ser de un minuto o más. La entrega de reserva puede normalmente sostenerse durante períodos más largos que los activos que prestan servicios de respuesta.

- **Reactive Power Services:** Los servicios de voltaje o potencia reactiva son la forma en que aseguramos que los niveles de voltaje en el sistema se mantengan dentro de un rango determinado, por encima o por debajo de los niveles nominales de voltaje.
- **Stability Services:** NESO define la estabilidad del sistema como la capacidad fundamental de la red eléctrica para recuperarse rápidamente tras una perturbación

y volver a condiciones operativas normales. Esta estabilidad depende de diversos factores técnicos como la inercia del sistema, el nivel de cortocircuito (SCL) y el soporte dinámico de voltaje. Si estos elementos no se mantienen dentro de ciertos umbrales mínimos, el sistema corre el riesgo de perder el control, lo que podría causar interrupciones de suministro a los usuarios. Por eso, es esencial asegurar un nivel básico de estas características para proteger la frecuencia del sistema, en conjunto con servicios como la respuesta de frecuencia. A nivel local, también se debe garantizar que la red sea robusta y capaz de soportar perturbaciones manteniendo niveles adecuados de corriente de falla.

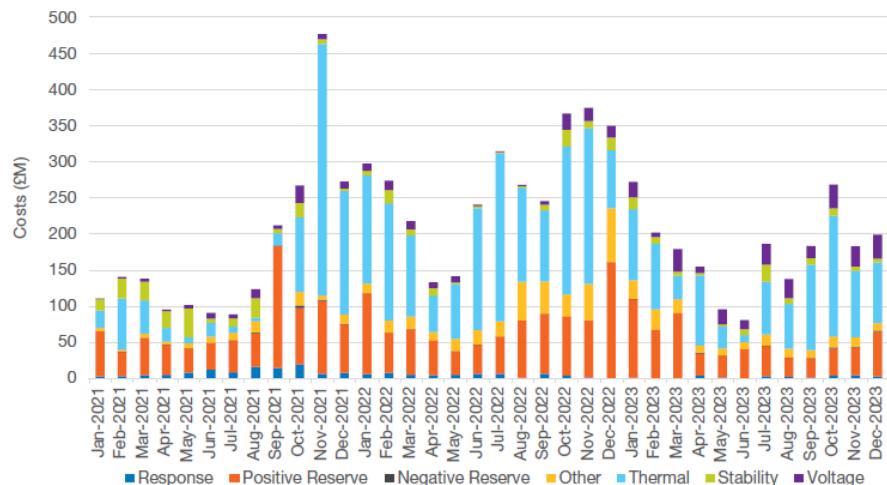
- **Thermal:** se refiere a las restricciones térmicas en una zona de la red donde la red sobrepasa los límites térmicos permitidos debido a un exceso de electricidad que sobrecarga la red. Para garantizar la seguridad del sistema, NESO debe reducir la generación o aumentar la demanda detrás de la restricción, y aumentar la generación o reducir la demanda delante de la restricción.
- **System restoration:** La restauración del sistema es el proceso mediante el cual se vuelve a poner en funcionamiento la red eléctrica tras un apagón generalizado. Para ello, es necesario disponer de recursos capaces de encenderse por sí mismos sin depender de una fuente externa de electricidad —como ciertos generadores, baterías o interconectores—. Estos activos inician la reenergización de pequeñas secciones de la red llamadas “islas eléctricas”, que luego se conectan progresivamente entre sí hasta restablecer completamente el sistema.

NESO está desarrollando estrategias que combinan tanto grandes plantas tradicionales como fuentes distribuidas modernas para garantizar una recuperación rápida y resiliente del suministro eléctrico.

La descripción de cada uno de los servicios de balance se encuentra en Tabla 8.

Respecto de los costos asociados los servicios de balance, se puede indicar que, en 2023, los costos totales de balanceo en el Reino Unido fueron de £2.8 mil millones, un 32% menos que en 2022. El aumento en los costos de gestión del voltaje hizo que las acciones del sistema representaran el 63% del total, mientras que las acciones de energía redujeron su costo y volumen. Por su parte, la respuesta en frecuencia dentro del BM disminuyó un 49% en costos y un 43% en volumen, ya que más respuesta fue adquirida a través de productos dinámicos fuera del BM. Asimismo, los costos de la reserva operativa y la Reserva Rápida (*Fast Reserve*) bajaron gracias a la caída de los precios del combustible. El detalle de los costos por servicios es graficado en la Figura 36.

Figura 36. Costos servicios de balance entre enero 2021 y diciembre 2023



Fuente: Electricity System Operator (ESO), "Roadmap Markets," 2024

La remuneración de estos servicios se realiza principalmente a través del mecanismo de *Balancing Services Use of System* (BSUoS), un cargo regulado que permite al operador del sistema (*Electricity System Operator*, ESO) recuperar los costos asociados a la operación y adquisición de servicios de balance.

Desde abril de 2023, los cargos BSUoS se aplican exclusivamente a proveedores de electricidad, usuarios finales conectados directamente a la red de transmisión y sitios de demanda final. Estos cargos cubren una amplia gama de servicios, incluidos los de control de frecuencia, reservas operativas, servicios de restauración, gestión de restricciones, así como los costos administrativos del ESO. El BSUoS se establece como una tarifa fija por megavatio-hora (MWh) y se determina con nueve meses de antelación para cada semestre del año, ofreciendo previsibilidad a los agentes del mercado.

La recuperación de los costos se basa en estimaciones realizadas por el ESO considerando factores como la previsión de precios de la electricidad, patrones meteorológicos, condiciones del sistema y eventos no anticipados. En caso de que exista una diferencia entre los costos reales incurridos y los ingresos obtenidos a través del BSUoS, se aplican ajustes en las tarifas futuras para asegurar una recuperación total de los costos. Este enfoque permite mantener la eficiencia financiera del sistema mientras se garantiza la estabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico en el Reino Unido.

Tabla 8. Servicios de balance en Reino Unido

Servicio		Función Principal	Estado	Plataforma	Pago	Observaciones
DEMAND FLEXIBILITY	Demand Flexibility Service (DFS)	Reducción voluntaria de consumo eléctrico durante eventos de alta demanda	Activo (invierno 2023/24)	Registro directo con NESO / Agregadores	Por reducción efectiva respecto a línea base	Más de 2.2 millones de participantes; no se puede combinar con BM o CM
	DFS – Pruebas y Activaciones	Eventos programados para verificar capacidad de reducción real	Activo (uso operativo)	Activaciones directas por NESO	Por evento (mín. 1 hora)	Activaciones reales lograron más de 300 MW por evento
	DFS – Flexibilidad Residencial	Participación de hogares a través de proveedores de energía o apps	Activo	Vía agregadores o empresas proveedoras	Incentivos por kWh no consumido	Basado en comparación con el consumo habitual en ese horario
FREQUENCY RESPONSE	Static Firm Frequency Response (SFFR)	Respuesta binaria (on/off) ante umbral de frecuencia predefinido	Activo / En transición	Transición de subasta mensual a subasta diaria en EAC	Por disponibilidad (pay-as-clear)	Servicio post-fallo, no cooptimizado; predominan tecnologías fósiles
	Dynamic Containment (DC)	Contener caídas rápidas de frecuencia tras eventos (<1s)	Activo	EAC (Subasta diaria - day-ahead)	Por disponibilidad (pay-as-clear)	Alta velocidad de respuesta, ideal para baterías; variantes low/high-frequency
	Dynamic Regulation (DR)	Corregir desviaciones menores de frecuencia de forma continua	Activo	EAC (Subasta diaria - day-ahead)	Por disponibilidad (pay-as-clear)	Complementario al DC; servicio pre-fallo sostenido
	Dynamic Moderation (DM)	Moderación de pequeñas oscilaciones de frecuencia	Activo	EAC (Subasta diaria - day-ahead)	Por disponibilidad (pay-as-clear)	Alta sensibilidad a desvíos pequeños sin eventos definidos
	Mandatory Frequency Response (MFR)	Servicio obligatorio para generadores síncronos	En retirada	Contrato bilateral (real time)	Por disponibilidad (pay-as-bid)	Histórico; en retirada oficial; basado en Grid Code
	Firm Frequency Response (FFR)	Respuesta firme bajo contrato durante ventanas horarias	Cerrado a nuevas ofertas	Licitación mensual (antiguo)	Por disponibilidad y uso	Última licitación en 2022; reemplazado por servicios dinámicos
	Enhanced Frequency Response (EFR)	Respuesta en <1 segundo de duración continua	Finalizado	Contrato piloto (2016-2020)	Contrato fijo	Piloto de 4 años; antecesor directo de DC
THERMAL	Thermal Generation (CCGT, OCGT, CHP, Nuclear)	Provisión de energía eléctrica firme y capacidad operativa en el sistema	Activo	Balancing Mechanism (BM), Capacity Market (CM)	Por uso y disponibilidad	Aporta inercia, estabilidad y soporte crítico en máximos de demanda o bajas renovables
	Thermal Constraints Management	Gestión de sobrecargas térmicas en la red de transmisión	Activo	BM, Local Constraint Market, CMIS, MW Dispatch	Por redispatch y activación	Se busca evitar sobrecalentamientos en líneas y reducir los costos de restricciones

	<i>Constraints Collaboration Project</i>	Desarrollo conjunto con la industria para reducir costos de restricciones térmicas	En desarrollo	Consultas técnicas y piloto bajo Network Services Procurement	N/A (fase de diseño)	Busca alternativas a redispatch tradicional; se enfoca en regiones con alta congestión térmica
RESERVE	<i>Short Term Operating Reserve (STOR)</i>	Entrega rápida de energía durante eventos de escasez (≤ 20 min)	Activo/ En retirada	Platform for Ancillary Services (PAS) + BM	Por disponibilidad y uso (pay-as-bid)	Servicio tradicional, requiere ventanas de disponibilidad; adjudicación estacional
	<i>Optional Fast Reserve</i>	Reserva muy rápida (< 2 min) para cambios repentinos	Activo	Contrato bilateral + activación intradía vía BM	Por disponibilidad ('arming fee') y uso	Servicio opcional, activado en condiciones específicas
	<i>Quick Reserve (QR)</i>	Reserva rápida con entrega en 10 minutos (sustituye Fast Reserve)	Activo	EAC (subasta diaria)	Por disponibilidad y uso (pay-as-clear)	Diseñado para cubrir desviaciones de corto plazo; parte del rediseño de reserva
	<i>Slow Reserve (SR)</i>	Reserva sostenida para correcciones prolongadas (sustituye STOR)	Previsto 2025	EAC (subasta diaria)	Por disponibilidad y uso (pay-as-clear)	Complemento a QR con mayor duración; entrada en operación con QR fase 2
	<i>Balancing Reserve (BR)</i>	Margen flexible de reserva para balance pre/post fallo	Activo	EAC + activación vía BM	Por disponibilidad (pay-as-clear) y uso	Responde en 10 min con aviso de 2 min; parte de la reserva operativa de base
	<i>BM Start-Up</i>	Arranque de unidades térmicas sincronizadas fuera de servicio	Activo	BM	Por uso (pay-as-bid)	Utilizado en condiciones de baja inercia o alta necesidad de estabilidad
	<i>Super SEL</i>	Límite operativo para evitar inestabilidad por exceso de exportación	Condición operativa	No aplica (no es un producto de mercado)	No aplica	Medida operativa del NESO; puede forzar generación estable
	<i>Static Recovery</i>	Futuro servicio post-falla para recuperación rápida tras una falla (~60s)	En diseño	Por definir	Por definir	Diseño en marcha como parte de reforma futura de reservas (QR/SR complementario)
SYSTEM RESTORATION	<i>Black Start (Convencional)</i>	Reenergizar la red tras un apagón usando grandes generadores síncronos con autoarranque	Activo	Contratos bilaterales multianuales	Por disponibilidad	Base histórica del sistema; limitado a ciertas tecnologías grandes
	<i>Distributed ReStart</i>	Restaurar partes del sistema utilizando recursos distribuidos como baterías o renovables	En fase piloto / validado	Proyecto piloto, futura integración en mercado	Por definir / contrato específico	Permite restauración sin generación síncrona; probado con éxito en Escocia y Gales
	<i>System Restoration Standard (ESRS)</i>	Cumplimiento normativo de restauración del 60% en 24h y 100% en 5 días	Implementación progresiva	Normativa del sistema	No aplica (requisito técnico)	Define objetivos mínimos de restauración por región y a nivel nacional

			(desde 2026)			
REACTIVE POWER	<i>Network Asset</i>	Reactores shunt, compensadores síncronos estáticos y otros activos de la red	Activo	No aplica (activo de red, obligación de transmisión)	Costo reconocido en tarifas de transmisión	Aplica a operadores de transmisión; no es un servicio transaccionable
	<i>ORPS (Obligated Reactive Power Service)</i>	Proveer capacidad de absorción/generación reactiva por obligación de código de red	Activo	Obligación regulatoria (no mercado)	No remunerado directamente	Aplica a generadores síncronos conectados a la red de transmisión
	<i>Voltage Pathfinder (Reactive Power Tenders)</i>	Identificar y contratar soluciones locales de control de voltaje	Activo	NSP (tenders regionales)	Por disponibilidad (ej. £/MVArh)	Contrataciones específicas por región; base para futuro mercado competitivo
	<i>Short-Term Reactive Power Tenders</i>	Proveer potencia reactiva durante indisponibilidades temporales en la red	Activo en zonas específicas	NSP (licitaciones específicas)	Por disponibilidad y uso	Aplican solo mientras dure la necesidad local; ejemplo en Este de Inglaterra hasta 2025
	<i>Reactive Power Market (Future)</i>	Contratación abierta de potencia reactiva donde se detectan necesidades locales	En desarrollo	NSP (mercado regional licitable)	Por disponibilidad y uso	Permitirá contratación competitiva, sustituyendo acuerdos bilaterales
STABILITY	<i>Stability Market Y-4</i>	Proveer capacidad estable (inerzia, SCL, soporte de voltaje) con 4 años de anticipación	Activo	Licitación (4 años vista)	Por disponibilidad	Mercado de largo plazo para tecnologías síncronas o equivalentes
	<i>Stability Market Y-1</i>	Garantizar niveles de estabilidad a 1 año vista, antes del invierno	Previsto (2025)	Licitación anual	Por disponibilidad	Primera entrega prevista para octubre de 2025
	<i>Stability Market D-1</i>	Contratación de servicios de estabilidad con un día de antelación	En desarrollo	Subasta diaria (planificada)	Por disponibilidad	Permitirá participación cercana al tiempo real; aún en diseño
	<i>Stability Pathfinders</i>	Proyectos piloto para identificar soluciones de estabilidad no convencionales	Finalizado / en transición a mercado	Pathfinders (lic. específica)	Por disponibilidad	Base para el diseño de los mercados Y-4, Y-1 y D-1

Fuente: Elaboración GME

5.5.3. Energy trading

Respecto del *energy trading*, la mayor parte de la energía se negocia anticipadamente entre proveedores y generadores, con ajustes en los mercados *spot* antes del tiempo real. Para garantizar el equilibrio entre oferta y demanda, NESO interviene a través BM. Sin embargo, antes de recurrir al BM, NESO también realiza operaciones de trading con otros participantes a fin de equilibrar el sistema ante necesidades energéticas previstas, garantizar la seguridad en caso de restricciones en la red y minimizar costos en el cumplimiento de los requisitos de balanceo.

5.5.4. Liquidación de desequilibrios

La liquidación de desequilibrios (*Imbalance Settlement*) se ocupa de la liquidación económica de los desvíos que hayan resultado al finalizar el período de entrega (normalmente cada media hora). Si un participante genera o consume más o menos electricidad de la que había contratado, se aplica un cargo o un pago según los precios de desvío establecidos.

5.6. Aspectos claves de la Flexibilidad en Reino Unido^{56,57,58}

Según lo señalado por el *Imperial College London* en su publicación *Flexibility in Great Britain*, altos niveles de flexibilidad permitirían lograr, al 2050, una disminución de costos del orden de £16.7 billones por año y reducir en 25% (o 61 GW) la demanda punta en sistemas de distribución. Considerando los significativos beneficios que podrían obtenerse incrementando la flexibilidad de los mercados eléctricos, NESO ha elaborado una hoja de ruta que establece una estrategia clara para la evolución de estos en el Reino Unido, con el objetivo de mejorar la flexibilidad, reducir costos y facilitar la transición hacia un sistema descarbonizado. Esta hoja de ruta (*Roadmap Markets*) busca eliminar barreras para nuevas tecnologías, mejorar la transparencia en las señales de mercado y fomentar una mayor colaboración en el desarrollo de los mercados energéticos.

A medida que el sistema eléctrico avanza hacia la descarbonización total, la necesidad de flexibilidad también evoluciona. Se prevé que el sistema requiera duraciones más largas y volúmenes mayores de energía flexible para manejar la intermitencia de fuentes renovables como la eólica y la solar. Por ello, la Hoja de Ruta establece estrategias específicas para fortalecer los mercados de flexibilidad y garantizar un sistema eléctrico más resiliente, eficiente y sostenible en el futuro considerando estos requerimientos.

La Hoja de Ruta define tres categorías clave de flexibilidad para lograr el equilibrio en el balance en el sistema considerando distintas temporalidades ilustradas en la Figura 37 y descritas a continuación:

- Flexibilidad para la Frecuencia (< 30 minutos): Se centra en corregir desequilibrios segundos a segundo, manteniendo la estabilidad de la red mediante mecanismos automáticos de ajuste. Este tipo de flexibilidad es esencial para mantener la

⁵⁶ Electricity System Operator (ESO), "Roadmap Markets," 2024.

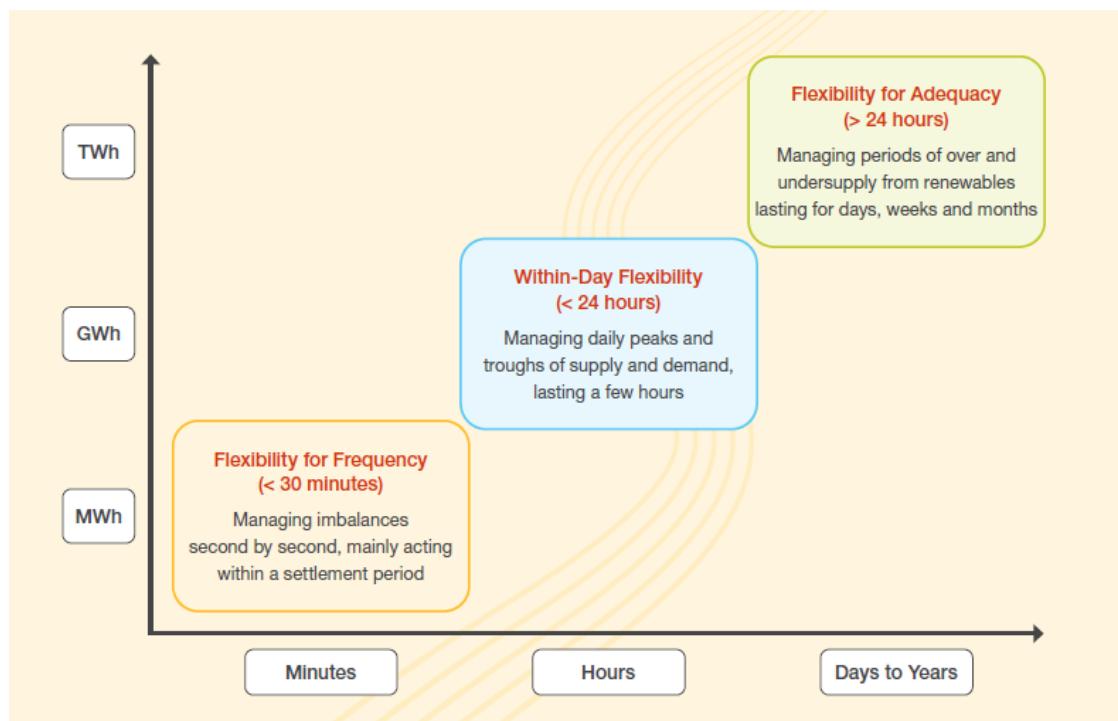
⁵⁷ Imperial College London, "Flexibility in Great Britain,"

⁵⁸ ESO, "Operability Strategy Report," 2022.

frecuencia del sistema en 50 Hz, especialmente cuando hay variaciones bruscas en la generación o el consumo.

- Flexibilidad Intradía (< 24 horas): Gestiona las puntas y valles de demanda dentro del mismo día, ajustando la producción y el consumo en función de patrones predecibles, como el aumento de la demanda en las mañanas y las tardes. Este tipo de flexibilidad es clave para la optimización del mercado de reserva de balance y la reducción de costos operativos.
- Flexibilidad para la Adecuación (> 24 horas): Se encarga de gestionar los desbalances energéticos en escalas de días, semanas o incluso meses. Esto es especialmente relevante en un sistema basado en energías renovables, donde la producción puede variar significativamente debido a factores climáticos. La implementación de mercados de estabilidad y mecanismos de capacidad es fundamental para garantizar la confiabilidad del suministro a largo plazo.

Figura 37. Requerimientos de flexibilidad en diferentes temporalidades



Fuente: ESO, "Operability Strategy Report," 2022.

Uno de los pilares fundamentales en esta hoja de ruta, es el fortalecimiento del BM y otros servicios de ajuste. Para ello, se han introducido mercados de Reserva de Balance y Flexibilidad Intradía, diseñados para mejorar la capacidad de respuesta del sistema y reducir los costos operativos. Asimismo, se han optimizado los servicios de respuesta en frecuencia, incluyendo productos como Contención Dinámica (*Dynamic Containment*) y Moderación dinámica (*Dynamic Moderation*), que contribuyen a la estabilidad del sistema.

Respecto de la seguridad y estabilidad del sistema, NESO ha desarrollado nuevos mercados de estabilidad y voltaje. En particular, se han implementado mecanismos de licitación a medio (Y-1) y largo plazo (Y-4) para la adquisición de inercia, con la primera fase de

entrega prevista para 2025. De esta manera, la transición a un modelo basado en subastas busca aumentar la competencia y reducir costos en la prestación de servicios esenciales para la red.

Los Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources, DERs) también forman parte fundamental de la estrategia de flexibilidad. Estos abarcan tecnologías ubicadas cerca del punto de consumo, como paneles solares en tejados, turbinas eólicas a pequeña escala, sistemas de almacenamiento con baterías, bombas de calor y vehículos eléctricos. Estos activos no solo permiten a los consumidores generar y almacenar su propia energía, sino que también pueden ser gestionados de forma agregada a través de plataformas digitales y participar activamente en servicios de balance y respuesta ante contingencias. Gracias a reformas regulatorias y tecnológicas, los DERs en el Reino Unido están siendo integrados en plataformas como el *Open Balancing Platform*⁵⁹ y los *Local Constraint Markets*⁶⁰, habilitando su participación directa en los mercados mayoristas y en los mecanismos de balance del sistema.

De igual forma, se ha considerado el rol preponderante que puede tener la DSR). Esta permite que los consumidores modifiquen su patrón de consumo en función de señales de precios, alertas de congestión u otras necesidades del sistema. Esta respuesta puede manifestarse en el uso diferido de electrodomésticos, la carga inteligente de vehículos eléctricos o la modulación de procesos industriales. Al respecto, el programa *Demand Flexibility Service*⁶¹ ha demostrado el potencial de esta herramienta, logrando la participación de más de 2.2 millones de hogares y entregando hasta 300 MW en momentos críticos del sistema. A futuro, se estima que el DSR podría aportar hasta 23 GW de capacidad flexible entre los sectores residencial y no residencial, contribuyendo significativamente a la reducción de costos, emisiones y dependencia de generación fósil.

Los Mercados Locales de Flexibilidad han surgido como una solución para gestionar los desafíos a nivel de red de distribución, donde la penetración de energías renovables y la electrificación están generando nuevos tipos de congestión y requerimientos. Estos mercados permiten que los operadores de red contraten servicios de flexibilidad a nivel local, evitando o posponiendo costosas inversiones en infraestructura. Según la guía de Regen⁶² sobre flexibilidad local, estas iniciativas también promueven la participación de comunidades energéticas, pequeñas empresas y agregadores, generando beneficios económicos y sociales a nivel territorial.

En términos de diseño de mercado e inversión, el NESO ha establecido medidas para mejorar la rentabilidad y eficiencia del sector. La introducción de modelos de ingresos combinados (revenue stacking) permite a los participantes del mercado obtener ingresos de múltiples servicios, incentivando la inversión en tecnologías de flexibilidad. Adicionalmente, la implementación de la Liquidación de Media Hora a Nivel de Mercado

⁵⁹<https://www.neso.energy/news/first-stages-open-balancing-platform-go-live>

⁶⁰<https://www.flexitricity.com/market-access/local-constraint-market>

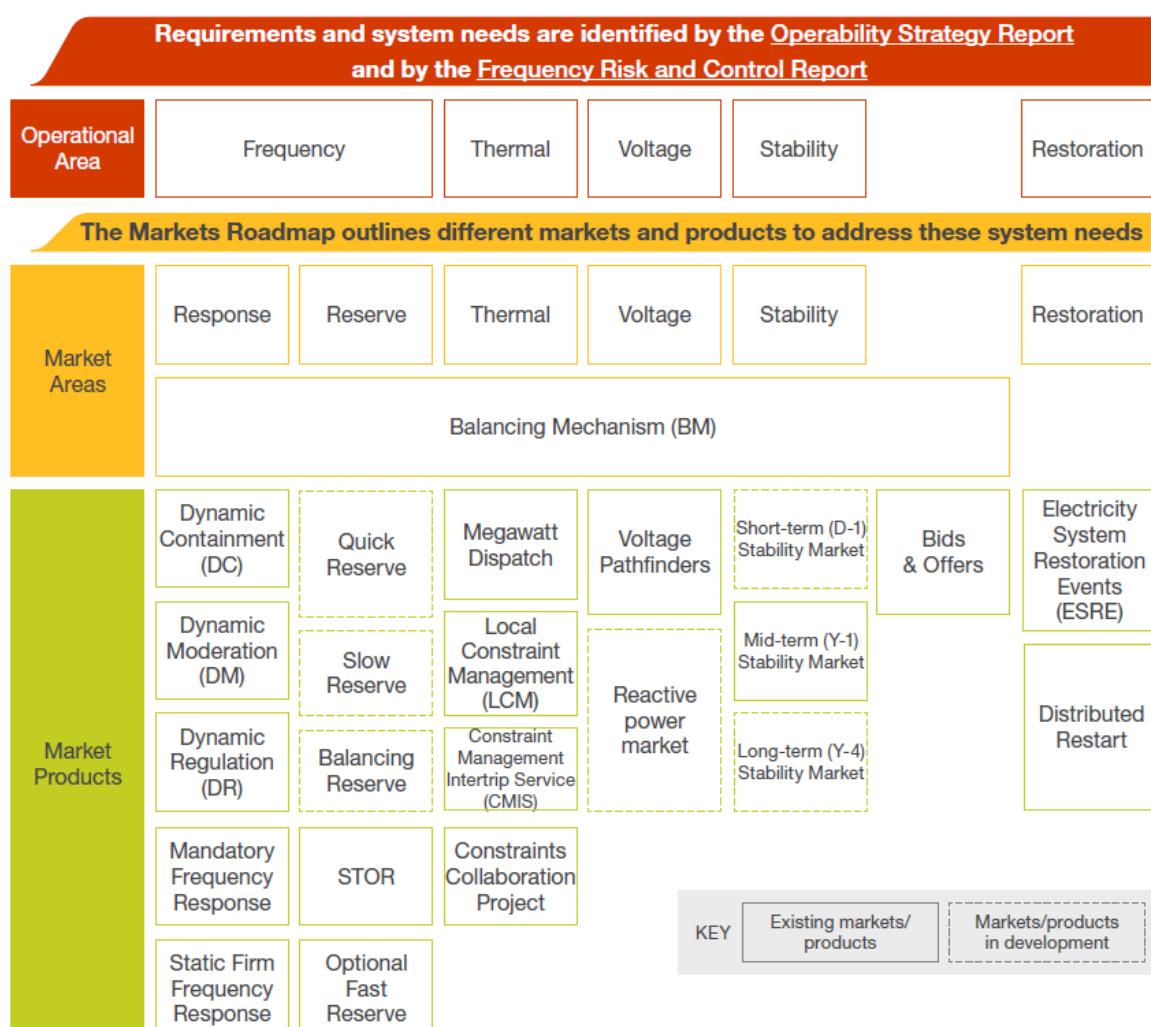
⁶¹<https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service/demand-flexibility-service-explained>

⁶² Regen Transforming Energy, "Local flexibility markets. What are they and how can community energy organisations get involved?," 2018.

(*Market-wide Half-Hourly Settlement*, MHHS) para 2026 busca mejorar la eficiencia en la fijación de precios y la integración de recursos distribuidos.

Finalmente, la hoja de ruta apoya reformas estructurales a largo plazo en los mercados eléctricos del Reino Unido. La alineación con la Revisión de los Acuerdos del Mercado de Electricidad (*Review of Electricity Market Arrangements*, REMA) garantizará una mejor integración entre los mercados mayoristas y de balance. Asimismo, la estrategia del NESO busca asegurar que todos los servicios de flexibilidad y auxiliares contribuyan a un sistema eléctrico completamente descarbonizado para 2035. Las áreas operacionales, de mercados y productos consideradas en la hoja de ruta son ilustrados en la siguiente figura:

Figura 38. Áreas contenidas en la Hoja de ruta de NESO



Fuente: Electricity System Operator (ESO), "Roadmap Markets," 2024.

5.7. Atributos Flexibilidad en Reino Unido^{63 64 65}

En el Reino Unido existe una amplia conceptualización respecto de los atributos de flexibilidad. A los atributos técnicos tradicionalmente utilizados para mantener el equilibrio y la estabilidad del sistema eléctrico, se han incorporado atributos relacionados con la digitalización, la descentralización y la descarbonización del sistema. Estos atributos forman parte como criterios de diseño de mercados y planificación futura, particularmente en iniciativas como el REMA y la hoja de ruta de mercados del NESO.

A continuación, se presentan los atributos clasificados en tres categorías: operativos y técnicos tradicionales, digitales y de control, y estructurales y de gobernanza.

5.7.1. Atributos operativos y técnicos tradicionales

Entre los atributos técnicos convencionales que han sostenido históricamente la operación segura del sistema eléctrico se encuentran la capacidad de rampa, la reserva operativa, la respuesta de frecuencia, el tiempo de activación, la duración de la entrega, la inercia, la fortaleza de red, el control de tensión, la provisión de potencia reactiva y flexibilidad de la transmisión.

La capacidad de rampa representa la velocidad a la que una fuente de generación o almacenamiento puede aumentar o reducir su potencia de salida. Es esencial para gestionar variaciones rápidas en la demanda o en la producción renovable. En el Reino Unido, es un parámetro fundamental dentro de los servicios de balanceo y se considera en los estudios de adecuación del sistema realizados por el NESO.

La reserva operativa se define la capacidad de generación o reducción de demanda disponible pero no utilizada, que puede ser activada rápidamente en caso de contingencias. En el contexto británico, se articula a través de mecanismos como Reserva operativa de corto plazo (*Short Term Operating Reserve*, STOR) y *Fast Reserve*, que requieren que los participantes entreguen energía en plazos de entre 10 y 30 minutos.

La respuesta de frecuencia mide la capacidad de un recurso para responder a desviaciones de la frecuencia del sistema. Servicios como *Dynamic Containment* requieren respuestas rápidas y automatizadas, incluso en menos de un segundo. Este atributo es vital en un sistema con alta penetración renovable, donde la inercia física disminuye.

El tiempo de activación representa el intervalo entre la orden de activación del operador y la respuesta efectiva del recurso. Este atributo es crítico en servicios auxiliares como *Dynamic Containment* y *Enhanced Frequency Response*, donde se requieren respuestas sub-segundo para contener desviaciones de frecuencia. En otros productos, como STOR, se toleran tiempos mayores (10–20 minutos), adecuados para gestionar contingencias de generación.

La duración de entrega define cuánto tiempo puede sostenerse dicha respuesta. Tecnologías como baterías de ion-litio son adecuadas para servicios de corta duración (1–2 horas), mientras que soluciones como el almacenamiento térmico o el hidrógeno ofrecen

⁶³ Electricity System Operator (ESO), "Roadmap Markets," 2024.

⁶⁴ Imperial College London, "Flexibility in Great Britain,"

⁶⁵ ESO, "Operability Strategy Report," 2022.

duraciones extendidas, clave para respaldo prolongado o integración estacional de renovables.

La inercia del sistema representa la capacidad del sistema eléctrico para resistir cambios bruscos en la frecuencia tras una contingencia. Esta proviene históricamente de generadores sincrónicos con masas giratorias, pero a medida que se desplazan por recursos renovables no sincrónicos, el sistema pierde esta inercia física. En respuesta, el NESO ha implementado mecanismos como el *Stability Pathfinder*, que busca contratar fuentes alternativas de inercia mediante condensadores sincrónicos o inercia sintética proporcionada por baterías con control avanzado. Este servicio es crucial para mitigar altas valores de RoCoF y evitar desconexiones automáticas.

La fortaleza de la red también es parte del conjunto de atributos evaluados por el operador del sistema para garantizar la estabilidad transitoria y dinámica. Esta es considerada mediante estudios de simulación detallados en el *Network Stability Assessment Process* (NSAP) y se incorporan en los criterios de planificación de red y operación en tiempo real.

El control de tensión y la provisión de potencia reactiva son igualmente fundamentales, ya que aseguran el mantenimiento del perfil de tensión dentro de márgenes operativos seguros a lo largo del sistema de transmisión y distribución. Estos servicios se gestionan a través de mecanismos dedicados como el *Reactive Power Market* y acuerdos bilaterales del ESO con generadores y operadores de red, especialmente en zonas con alta penetración renovable.

La flexibilidad de la red de transmisión constituye un atributo estructural de creciente importancia. No se limita a la capacidad física de las líneas, sino que abarca la habilidad del sistema para gestionar flujos de potencia, aliviar congestiones, y garantizar estabilidad dinámica en tiempo real. Tecnologías como FACTS y esquemas de redespacho permiten aumentar la eficiencia operativa del sistema y postergar inversiones en refuerzo. El NESO ha identificado este tipo de flexibilidad como una herramienta estratégica en sus procesos de planificación, como el *Network Options Assessment* y la *Operability Strategy*.

Cabe mencionar que, si bien es cierto, atributos tales como inercia, control de tensión, previsión de reactivos reactiva y fortaleza de red constituyen atributos de flexibilidad, estos son comúnmente asociados a la estabilidad del sistema.

5.7.2. Atributos emergentes

El avance hacia un sistema eléctrico más descentralizado, digitalizado y participativo ha impulsado la aparición de una nueva clase de atributos emergentes de flexibilidad en el Reino Unido. Entre los más relevantes se encuentran la despachabilidad o controlabilidad digital, la movilidad eléctrica flexible, el valor local de la flexibilidad, la modularidad de los recursos, la multivectorialidad y la resiliencia. Estos atributos no responden únicamente a capacidades técnicas tradicionales, sino que reflejan una transformación más profunda en cómo se integra, opera y valora la flexibilidad en un entorno dinámico y altamente electrificado.

La despachabilidad o controlabilidad digital implica la capacidad de los dispositivos de flexibilidad (como electrodomésticos inteligentes o cargadores de vehículos eléctricos) de integrarse con plataformas digitales, responder a señales de precio y ser operados remotamente. Programas como el Electrodomésticos Energéticamente Inteligentes

(*Energy Smart Appliances*, ESA)⁶⁶ y el Programa de Implementación de Medidores Inteligentes (*Smart Meter Implementation Programme*, SMIP)⁶⁷ promueven estos atributos como estándar.

La movilidad eléctrica flexible considera a los vehículos eléctricos no solo como consumidores, sino como recursos activos (V2G, carga diferida, etc.). En el Reino Unido, se han desarrollado pilotos y regulaciones específicas para facilitar su participación en mercados de flexibilidad, reconociendo su valor tanto para reducción de puntas como para integración renovable⁶⁸.

El valor local reconoce que la flexibilidad no solo aporta valor sistémico, sino también beneficios específicos en redes locales como evitar refuerzos de infraestructura o aliviar congestiones. El valor local se promueve en proyectos como Piclo Flex69 o los mercados de flexibilidad de los DSOs y se ha cuantificado, por ejemplo, en el caso de Londres, donde la flexibilidad local puede generar beneficios de £0.48 mil millones al año y además aportar £0.94 mil millones al sistema nacional. Asimismo, la modularidad de recursos que se refiere a la capacidad del sistema para integrar unidades pequeñas y escalables, como electrodomésticos inteligentes, baterías domésticas o vehículos eléctricos, a través de agregación o participación directa. Este enfoque ha sido fundamental para habilitar la participación masiva de recursos distribuidos en los mercados británicos de flexibilidad.

La flexibilidad temporal considera la entrega de flexibilidad en distintas escalas de tiempo: segundos, horas, días o incluso semanas. La planificación futura del NESO y los escenarios net-zero modelados por *Carbon Trust* analizan explícitamente cómo cada tipo de recurso se comporta ante diferentes horizontes temporales y eventos extremos, como “días fríos y sin viento”. En este mismo sentido, el *Imperial College London* destaca la relevancia de la resiliencia climática para evaluar cómo los recursos de flexibilidad permiten al sistema resistir eventos extremos, como olas de frío combinadas con baja producción renovable.

La multivectorialidad representa la integración entre vectores energéticos —electricidad, calor, hidrógeno—, que permite maximizar el uso coordinado de tecnologías y sectores. Por su parte, la resiliencia estacional y climática se refiere a la capacidad del sistema para mantener el suministro durante eventos prolongados de alta demanda y baja generación renovable, como los “días fríos y oscuros” modelados en los escenarios del NESO y *Carbon Trust*.

6. Resumen atributos de flexibilidad

La revisión comparada de experiencias internacionales permite identificar un conjunto de atributos de flexibilidad que resultan críticos para garantizar la operación eficiente y segura de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables variables. Estos atributos, definidos y priorizados en distintos mercados eléctricos, reflejan las capacidades

⁶⁶ <https://www.bsigroup.com/globalassets/localfiles/en-gb/smart-appliances-for-flexible-energy/esa-programme-overview.pdf>

⁶⁷ <https://smartenergycodecompany.co.uk/smart-metering-implementation-programme/>

⁶⁸ <https://www.electrive.com/2023/03/21/nottingham-now-home-to-one-of-uks-largest-v2g-installation/>

⁶⁹ <https://picloflex.com/>

técnicas y operativas que deben proveer tanto la generación como el almacenamiento, la demanda y las redes. Su análisis integrado ofrece un marco de referencia para evaluar el estado de avance en cada jurisdicción y, a la vez, extraer lecciones aplicables al caso chileno.

En esta sección se sistematizan los atributos de flexibilidad identificados en los casos de estudio —Alberta, Australia, California, España y Reino Unido—, destacando su definición, relevancia y nivel de desarrollo. El propósito es contar con una visión comparada que permita orientar la formulación de métricas y mecanismos regulatorios en Chile, asegurando que la incorporación de soluciones flexibles responda a criterios de costo-eficiencia y de coherencia con los objetivos de confiabilidad y descarbonización del sistema.

6.1. Definición de atributos de flexibilidad

A continuación, se presenta una definición de cada atributo de flexibilidad. Las definiciones están agrupadas según el tipo de atributo (tradicional, emergente y global).

6.1.1. Atributos operativos y técnicos tradicionales

- **Capacidad de rampa:** Capacidad de una fuente de energía (generación o almacenamiento) para aumentar o disminuir su potencia de salida a una velocidad determinada. Es clave para seguir variaciones rápidas en la demanda o generación renovable.
- **Reserva operativa:** Conjunto de recursos disponibles, pero no utilizados, que pueden activarse en tiempos cortos para responder a contingencias o desviaciones imprevistas. Incluye reservas rotantes, de respuesta rápida y regulaciones automáticas.
- **Respuesta de frecuencia:** Habilidad de los recursos para reaccionar automáticamente a desviaciones de la frecuencia del sistema, ayudando a mantener el equilibrio entre generación y demanda.
- **Tiempo de activación:** Intervalo entre la orden del operador del sistema y la respuesta efectiva del recurso. Puede ir desde sub-segundos hasta minutos, según el servicio.
- **Duración de la entrega:** Tiempo durante el cual un recurso puede sostener su contribución una vez activado. Determina su utilidad para eventos breves o prolongados.
- **Inercia:** Capacidad del sistema eléctrico para resistir cambios bruscos en la frecuencia tras una perturbación, históricamente aportada por generadores síncronos. Puede ser física o sintética.
- **Fortaleza de red:** Capacidad del sistema eléctrico para sostener estabilidad dinámica y transitoria ante perturbaciones. Depende de la topología, generación local y características de la red.
- **Control de tensión / Potencia reactiva:** Capacidad de los recursos para mantener los niveles de tensión dentro de márgenes seguros mediante la provisión de potencia reactiva.

- **Flexibilidad de transmisión:** Habilidad del sistema para gestionar flujos de potencia, aliviar congestiones y operar con eficiencia sin necesidad inmediata de ampliar infraestructura. Incluye redespacho, FACTS e interconexiones.

6.1.2. Atributos emergentes

- **Despachabilidad o controlabilidad digital:** Capacidad de los recursos —muchos de ellos distribuidos— para ser gestionados digitalmente, responder a señales de precio, y operar de forma remota y automatizada.
- **Movilidad eléctrica flexible:** Uso de vehículos eléctricos no solo como carga, sino como activos energéticos que pueden entregar energía a la red (V2G), ajustar su carga y participar en mercados.
- **Valor local de la flexibilidad:** Reconocimiento de que la flexibilidad puede tener mayor valor en ciertos puntos de la red, por su capacidad para evitar refuerzos de infraestructura o aliviar congestiones locales.
- **Modularidad de los recursos:** Capacidad del sistema para integrar múltiples recursos pequeños y escalables —como baterías domésticas, electrodomésticos inteligentes, generación distribuida—, ya sea directamente o mediante agregadores.
- **Flexibilidad temporal:** Habilidad para entregar flexibilidad en distintos horizontes temporales, desde segundos hasta días o semanas, adaptándose a diferentes condiciones operativas y climáticas.
- **Multivectorialidad:** Integración entre diferentes vectores energéticos —electricidad, calor, gas, hidrógeno— para coordinar y optimizar el uso de recursos y tecnologías en múltiples sectores.
- **Resiliencia climática y estacional:** Capacidad del sistema para resistir y mantener el suministro eléctrico durante eventos climáticos extremos o condiciones prolongadas de estrés, como días fríos sin viento o incendios forestales.
- **Integrabilidad de recursos distribuidos:** Grado en que el sistema puede incorporar de forma eficiente y segura recursos energéticos distribuidos, como solar fotovoltaica residencial, almacenamiento detrás del medidor, o carga flexible.
- **Participación simétrica (Two-sided market):** Modelo de mercado donde consumidores, prosumidores y agregadores pueden participar activamente y en igualdad de condiciones en la oferta de energía, flexibilidad y servicios auxiliares.
- **Inteligencia automatizada:** Uso de inteligencia artificial, *machine learning* y control predictivo para operar recursos energéticos distribuidos y optimizar su respuesta de forma autónoma y en tiempo real.

6.1.3. Atributos Globales

Es un atributo compuesto que evalúa la capacidad global del sistema eléctrico para adaptarse a condiciones operativas cambiantes, incluyendo variaciones rápidas en la generación y la demanda, contingencias, y eventos extremos. En CAISO, la flexibilidad global se mide mediante un conjunto de métricas cuantitativas que permiten anticipar,

dimensionar y garantizar la disponibilidad de recursos flexibles en los momentos críticos del sistema.

6.2. Estado de avance de los atributos por país o estado

Tabla 9. Estado de avance de los atributos por país/Estado

Atributo	Reino Unido	California	España	Australia	Alberta
Capacidad de rampa	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado
Reserva operativa	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado
Respuesta de frecuencia	Muy avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado
Tiempo de activación	Muy avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Moderado
Duración de la entrega	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Moderado
Inercia	Muy avanzado	Avanzado	Avanzado	Muy avanzado	En monitoreo
Fortaleza de red	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	En análisis
Control de tensión / Potencia reactiva	Avanzado	Avanzado	Avanzado	Avanzado	En análisis
Flexibilidad de transmisión	Avanzado	Avanzado	En planificación	Avanzado	Implícito
Despachabilidad digital	Avanzado	Avanzado	En desarrollo	Avanzado	Limitado
Movilidad eléctrica flexible	Pilotos	Pilotos	Pilotos	Pilotos	No presente
Valor local de la flexibilidad	Avanzado	Avanzado	Pilotos	Avanzado	No presente
Modularidad de los recursos	Avanzado	Avanzado	Pilotos	Avanzado	Inicial
Flexibilidad temporal	Avanzado	Avanzado	Moderado	Avanzado	Moderado
Multivectorialidad	En desarrollo	En desarrollo	En desarrollo	En desarrollo	No presente
Resiliencia climática / estacional	Avanzado	Avanzado	Inicial	Avanzado	No presente
Integrabilidad de recursos distribuidos	Avanzado	Avanzado	Inicial	Avanzado	Inicial
Participación simétrica (Two-sided market)	En desarrollo	No presente	No presente	En desarrollo	No presente
Inteligencia automatizada	Limitado	No presente	No presente	Pilotos	No presente
Flexibilidad global (CAISO)	No aplicable	Muy avanzado	No aplicable	No aplicable	No aplicable

Fuente: Elaboración GME

La siguiente tabla resume los criterios de clasificación utilizados previamente.

Tabla 10. Criterios de clasificación

Nivel	Criterios principales
Muy Avanzado	Existencia de mercados específicos, participación amplia de tecnologías, regulación desarrollada, métricas operativas específicas y resultados demostrados.
Avanzado	Implementación activa, mercados o mecanismos formales en operación, con métricas iniciales o pilotos ya finalizados.
Moderado	Mecanismos en operación limitada o restringida, o dependientes de tecnologías aún en despliegue.
Inicial	Solamente pilotos, programas en fase de diseño o pruebas muy acotadas.
Limitado	Presencia muy incipiente o restringida a esquemas contractuales particulares, sin estructura de mercado o métricas definidas.
Implícito	No existe una gestión explícita del atributo, pero se asume en prácticas generales de operación o planificación.
En planificación / En análisis	El atributo ha sido reconocido como necesidad futura, pero aún no hay implementación activa.
No presente	No se ha identificado actividad, regulación o desarrollo asociado al atributo.

Fuente: Elaboración GME

7. Conclusiones

El análisis de experiencias internacionales muestra que los países con mayor penetración de energías renovables variables han debido desarrollar marcos regulatorios y de mercado específicos para habilitar la flexibilidad. Estos marcos han incorporado mecanismos de remuneración explícita, incentivos de precio y esquemas de servicios complementarios que permiten movilizar recursos de corto, mediano y largo plazo.

Asimismo, se observa que la provisión de flexibilidad proviene de una combinación diversificada de recursos: generación convencional modernizada con mayor capacidad de rampas, almacenamiento en distintas escalas temporales, gestión activa de la demanda, energías renovables con electrónica de potencia avanzada y redes de transmisión y distribución digitalizadas. La complementariedad entre estos recursos ha sido clave para mantener la confiabilidad y reducir los costos de integración de renovables. En particular, la experiencia internacional confirma que el almacenamiento de energía se ha consolidado como un recurso estratégico, con baterías orientadas a requerimientos de corto plazo y tecnologías de larga duración, como bombeo hidráulico o soluciones LDES, necesarias para gestionar variaciones prolongadas y sostener la seguridad del sistema. Su despliegue ha sido posible en la medida que los marcos regulatorios y de mercado han reconocido explícitamente su aporte, tanto en energía como en servicios complementarios.

Una lección transversal es que la implementación de flexibilidad no se limita al plano tecnológico, sino que requiere ajustes institucionales y regulatorios que definan responsabilidades claras, establezcan mercados eficientes y aseguren señales de inversión a largo plazo. En varios casos, las reformas han priorizado la eficiencia económica, evitando la sobredependencia de infraestructura rígida y promoviendo soluciones costo-efectivas como la respuesta de la demanda o la optimización de la operación de la red.

Adicionalmente, la evolución de los servicios complementarios o auxiliares (SSCC/SSAA)

en los distintos países ha mostrado una ampliación progresiva de su alcance, pasando desde esquemas centrados en frecuencia y tensión hacia portafolios más complejos que incluyen rampas, inercia sintética y productos explícitos de flexibilidad.

Otro aspecto común es la asignación de responsabilidades sobre los pronósticos en los mercados de oferta, donde los agentes deben internalizar los costos de sus desvíos, lo que incentiva mejoras en las herramientas de predicción y reduce ineficiencias sistémicas.

Finalmente, la revisión internacional evidencia que el desarrollo de un mercado de oferta es un elemento presente en todas estas experiencias, constituyéndose en la plataforma central para valorizar la flexibilidad, habilitar la participación de la demanda y entregar señales económicas que orienten la inversión en tecnologías y recursos de respaldo.

En síntesis, la experiencia internacional confirma que la flexibilidad es un habilitador indispensable para sistemas eléctricos con alta participación de renovables. Su desarrollo requiere un enfoque integral que combine innovación tecnológica, marcos de mercado adecuados e institucionalidad robusta, con el fin de garantizar un suministro seguro, eficiente y sostenible.

IV. Estudios Previos Relacionados con Flexibilidad

En los últimos años se han desarrollado en Chile diversos estudios orientados a analizar los desafíos y oportunidades asociados a la transición hacia un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables variables. Estos trabajos, impulsados por instituciones públicas, privadas y académicas, han abordado la flexibilidad desde distintos ámbitos: la planificación de la operación y del retiro de centrales a carbón, los requerimientos futuros de flexibilidad y el diseño de mercados, la participación de la demanda y de nuevas tecnologías, así como el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión y los mecanismos de servicios complementarios.

Este conjunto de estudios técnicos ha permitido dimensionar los impactos de la descarbonización, identificar brechas en el marco regulatorio y operacional, y proponer soluciones orientadas a resguardar la seguridad, calidad y eficiencia del suministro eléctrico. De manera consistente, los estudios coinciden en la relevancia de contar con señales económicas claras, mercados de flexibilidad bien diseñados y marcos institucionales sólidos que faciliten la integración de almacenamiento, demanda activa y tecnologías emergentes.

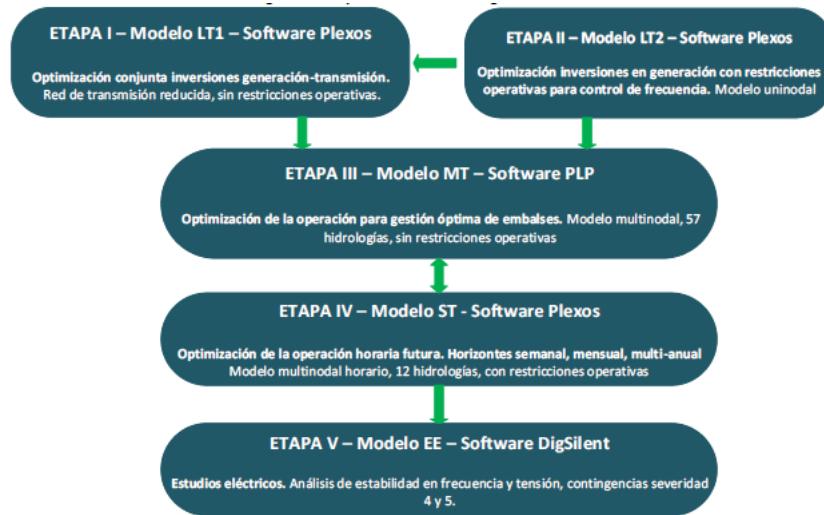
El presente capítulo revisa un conjunto de estudios seleccionados en acuerdo con la contraparte del Ministerio de Energía, y sintetiza sus principales conclusiones y recomendaciones, con el objetivo de establecer una base técnica para el análisis y las propuestas regulatorias desarrolladas en este informe.

1. Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón

Estudio publicado por el CEN en diciembre 2018 que tiene como objetivo evaluar la operación del SEN durante un horizonte de 20 años bajo un escenario de retiro gradual de centrales a carbón, garantizando la seguridad, el menor costo operativo y el acceso abierto a la infraestructura de transmisión. Específicamente, el estudio busca analizar el impacto sobre la expansión de la capacidad de generación y transmisión, la operación del SEN, y los impactos sobre la seguridad y calidad de servicio ante el retiro de las centrales a carbón en un escenario de mediano y largo plazo.

Para cumplir con estos objetivos el estudio plantea una metodología de evaluación de que contempla cinco etapas que se detallan en el siguiente diagrama:

Figura 39. Esquema de la metodología del estudio



El estudio compara los resultados obtenidos en un escenario sin descarbonización, en el cual no se retiran centrales a carbón, con el “Escenario A”, que contempla un cronograma de retiro progresivo de centrales térmicas a carbón conforme estas alcanzan el final de su vida útil técnica o dejan de ser económicamente viables.

En el Escenario A, se analizan sensibilidades en torno a variables clave, tales como:

- Costos de inversión de nuevos proyectos de generación.
- Costos de combustible para centrales térmicas.
- Oposición social a proyectos de generación de determinadas tecnologías.
- Restricciones técnicas para la implementación de infraestructura de generación.

Es importante destacar que, en la modelación del Escenario A, no se incluyen los costos asociados al desarrollo de infraestructura para el suministro de gas en nuevas centrales que operen con gas natural o Gas Natural Licuado (GNL), ni la incorporación de generación distribuida o futuras interconexiones internacionales.

Entre otros aspectos, el estudio concluye que el retiro gradual de centrales a carbón es una medida factible y necesaria para avanzar hacia una matriz energética más limpia y sostenible. Se señala que la descarbonización permite reducir significativamente las emisiones de carbono, aproximadamente en un 80% hacia el año 2038, alineando al SEN con los compromisos internacionales de Chile y los objetivos de la Política Energética 2050. Las tecnologías renovables, lideradas por generación solar, junto con sistemas de almacenamiento, pueden suplir de manera eficiente la energía de base proporcionada por las centrales a carbón, aunque se requieren mayores niveles de inversión inicial.

Respecto de los niveles de costos, el escenario con descarbonización presenta mayores de inversión y menores costos de operación durante el horizonte de estudio, lo que en su conjunto se traduce como mayores costos totales. Posterior al año 2030 se observa una disminución en el nivel de costos marginales.

Para un día típico de operación en el año 2035, se estima una penetración de energías renovables del 90% en escenarios con descarbonización y del 75% en escenarios sin

descarbonización, particularmente en horas de máxima inyección solar. Se proyecta que la inercia del sistema, actualmente provista por centrales a carbón, sea reemplazada por centrales solares de concentración (CSP). No obstante, si hay retrasos en las inversiones, parte de la inercia deberá ser suministrada por centrales a GNL, lo que generaría mayores costos operativos. A pesar de estos cambios, la inercia mínima del sistema no descendería de 40,000 MVAs, garantizando un RoCoF máximo de 0.25 Hz/s ante una desconexión de 400 MW de generación. Este valor podría ser gestionado mediante la redistribución de reservas, restaurando la estabilidad del sistema en un tiempo estimado de 7 a 8 segundos. En un escenario conservador, la caída inicial de frecuencia se reduciría a 0.125 Hz/s.

Los resultados muestran que el sistema enfrentará altos requerimientos de rampa de subida y reserva secundaria en las horas en que disminuya la generación solar, alcanzando valores cercanos a 4.000 MW. Sin embargo, la capacidad de generación existente, compuesta por centrales hidroeléctricas, de gas natural y GNL, junto con aquellas que reemplacen a las centrales a carbón, permitirá cubrir estos requerimientos y facilitar la integración de energías renovables, asegurando la viabilidad del proceso de descarbonización.

El estudio evaluó diferentes escenarios de fallas críticas en la red eléctrica, considerando cortocircuitos trifásicos sin impedancia a tierra en líneas de transmisión y transformadores de centrales generadoras. Las contingencias analizadas incluyen:

- Línea Los Changos – Parinas (2x500 kV, 170 km) y Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (2x500 kV, 408 km): cortocircuito trifásico con apertura en 120 ms.
- Centrales Angamos, IEM, Alfalfal II y Santa María: cortocircuito en el transformador de subida y salida de servicio en 40 ms.

Los resultados indican que el sistema mantiene condiciones de estabilidad comparables en ambos escenarios, con un desempeño dinámico adecuado. La contingencia más exigente fue un cortocircuito en la zona del norte grande, que generó las mayores oscilaciones y excursiones angulares. Sin embargo, las pérdidas de generación no presentaron dificultades significativas para ser gestionadas.

Además, el análisis sugiere la posibilidad de revisar y optimizar los montos de reserva empleados en el sistema, requiriendo un estudio más detallado para evaluar la reducción de dichos montos sin comprometer la estabilidad operativa. También se destaca la necesidad de analizar la ubicación de los recursos de reserva y los límites de transferencia de energía en enlaces AC y DC, así como la viabilidad de implementar puntos de apoyo intermedios en Maitencillo y Cumbre para mejorar la estabilidad angular frente a fallas en líneas de transmisión críticas en el norte grande.

Finalmente, destaca la necesidad de priorizar el desarrollo temprano de infraestructura de transmisión.

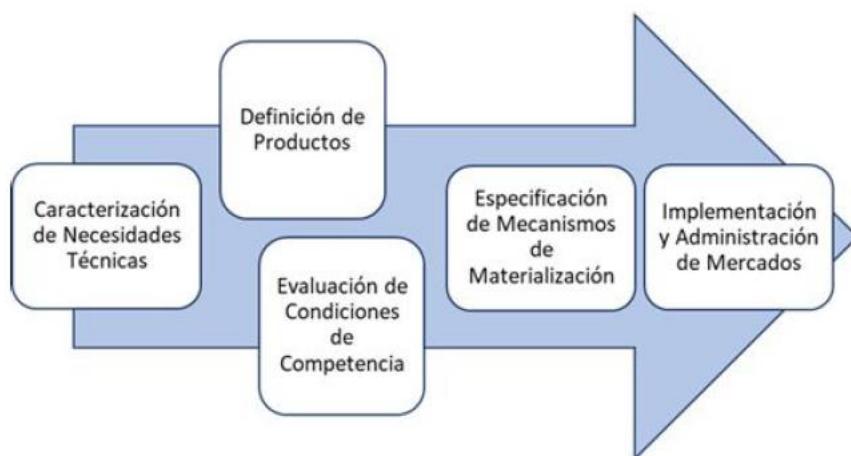
2. Estudio: Análisis de requerimientos futuros de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional

El estudio elaborado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) para el Gremio de Pequeños y Medianos Generadores (GPM AG) en 2020 tuvo como propósito

identificar las necesidades de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mediano y largo plazo, así como proponer mecanismos regulatorios, técnicos y económicos que permitan su desarrollo bajo principios de eficiencia económica, competencia y neutralidad tecnológica.

El estudio se estructuró en cuatro etapas. En primer lugar, se abordó la caracterización de las necesidades técnicas de flexibilidad, mediante la revisión de estudios nacionales y la evaluación de escenarios prospectivos. Posteriormente, se definieron productos y mecanismos de mercado para la materialización de servicios de flexibilidad, diseñados en función de atributos específicos y adaptados al contexto chileno. En una tercera etapa, se analizaron las condiciones de competencia, identificando barreras de entrada y examinando el potencial de participación de distintas tecnologías, incluyendo generación convencional flexible, almacenamiento y recursos de demanda. Finalmente, se formularon estrategias de implementación que consideran medidas regulatorias y operativas orientadas a una transición progresiva hacia mercados más desarrollados de flexibilidad.

Figura 40. Esquema de diseño e implementación de mercados eléctricos



El marco conceptual del estudio se sustentó en tres pilares: la teoría de diseño de mercados eléctricos y la aplicación de mecanismos de precios de escasez (scarcity pricing), la revisión de experiencias internacionales relevantes —particularmente los casos de CAISO, PJM, Reino Unido y el mercado eléctrico nacional australiano— y el análisis de estudios previos de flexibilidad realizados en Chile.

Los hallazgos indican que existe consenso en la necesidad de aumentar las inversiones en almacenamiento y generación flexible, reforzar la infraestructura de transmisión y complementar el costo marginal con señales adicionales que incentiven la inversión en recursos flexibles. No obstante, también se detectaron vacíos relevantes: los estudios nacionales no consideran de manera integral el proceso de descarbonización, el rol de la demanda como fuente activa de flexibilidad, ni el impacto de los recursos distribuidos en la planificación y operación de la red. Por su parte, el análisis internacional evidencia que la introducción de mayor granularidad temporal y espacial en los mercados resulta clave para capturar el valor de la flexibilidad; además, se destacan la importancia de diseñar productos neutrales tecnológicamente —enfocados en atributos y no en tecnologías—, habilitar la participación de almacenamiento, demanda y recursos distribuidos, y reducir

las barreras de entrada. Asimismo, se reconoce el potencial de las integraciones regionales para incrementar la competencia y mejorar la eficiencia de los mercados.

A partir de este diagnóstico, el estudio formula recomendaciones diferenciadas por horizonte temporal. En el corto plazo, se plantea avanzar hacia un mercado de ofertas que cooptimice la asignación de energía y reservas, implementando un esquema multietapa que incorpore mercados del día anterior, intradiarios y en tiempo real, con productos explícitos de flexibilidad. También se propone establecer sistemas de monitoreo y evaluación continua que permitan ajustar las regulaciones en función de la evolución del sistema, y adoptar esquemas de pagos laterales para compensar costos no convexos, reduciendo distorsiones en la formación de precios.

En el largo plazo, se recomienda implementar un Mercado de Capacidad Centralizado, mediante el cual se definan los requerimientos sistémicos y locales de potencia, energía y atributos de flexibilidad, que luego serían licitados en forma de productos o contratos. Esta propuesta supone migrar desde un esquema de compensación por capacidad basado en precios hacia uno basado en cantidades, otorgando mayor certeza respecto de la capacidad instalada y los atributos disponibles.

Finalmente, el estudio enfatiza que el éxito de estas propuestas requiere de una implementación progresiva y coordinada, que combine cambios normativos y regulatorios con el fortalecimiento institucional y la capacitación de los actores involucrados. Además, se destaca la importancia de establecer un proceso permanente de evaluación de impactos económicos y operativos, de manera de asegurar que las medidas adoptadas efectivamente contribuyan a la construcción de un sistema eléctrico más flexible, seguro y eficiente

3. Estudio para el Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en Chile

Este estudio denominado “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”, encargado por la Comisión Nacional de Energía y desarrollado por Vinken-Dictuc en 2021, busca proponer un diseño que perfeccione el mercado eléctrico nacional, incorporando los principios de flexibilidad, eficiencia y sostenibilidad.

El objetivo principal del estudio es desarrollar un diseño de mercado que permita la transición del SEN hacia un esquema moderno, competitivo y alineado con los desafíos de alta penetración de ERV. Este diseño considera la integración de nuevos agentes y tecnologías de gestión de energía, permitiendo una operación segura y flexible a mínimo costo. Además, se busca analizar la incorporación de esquemas competitivos en sistemas medianos, mejorando la eficiencia del modelo de tarificación actual y fomentando la participación de nuevos actores en el mercado.

El informe incorpora una revisión de experiencias internacionales en mercados como PJM, España, Nueva Zelanda, así como referencias a Colombia, California y México. Estos casos evidencian la relevancia de contar con esquemas de ofertas y liquidación múltiple, la cooptimización de energía y reservas, la diversidad de servicios complementarios y la contratación de largo plazo como señal de inversión.

A partir de esta revisión, se realiza un diagnóstico crítico del mercado chileno, concluyendo que la creciente penetración de ERV exigirá cambios profundos en modelos de operación, planificación y formación de precios. Se enfatiza que estos cambios deben aplicarse de forma paulatina y progresiva, en línea con las particularidades del SEN y su marco regulatorio.

El informe concluye que el SEN debe transitar hacia un mercado basado en ofertas y liquidación múltiple para enfrentar los desafíos de la transición energética. Este rediseño es esencial para garantizar una operación segura, flexible y eficiente, y para fomentar la participación de nuevos actores en el mercado. Además, se recomienda la implementación progresiva de estas propuestas, considerando las condiciones actuales del marco regulatorio y las capacidades técnicas del sistema. Finalmente, se destaca la necesidad de monitorear constantemente el desempeño del mercado y ajustar las regulaciones según los resultados obtenidos.

El estudio propone dos esquemas de liquidación múltiple como paso intermedio hacia un mercado plenamente basado en ofertas. Ambos contemplan la cooptimización de energía y reservas, bajo un esquema de precios uniformes con pagos laterales, pero difieren en el número de etapas: (i) un modelo con día anterior vinculante y tiempo real, y (ii) un modelo con día anterior, etapas intradiarias vinculantes y tiempo real. Asimismo, se recomienda transitar en los SSCC desde un esquema de remuneración “*pay-as-bid*” a uno “*pay-as-clear*”, de manera de generar señales de inversión más consistentes con la integración de tecnologías flexibles.

El desempeño de estos esquemas fue evaluado mediante simulaciones del SEN, que mostraron que los mecanismos vinculantes generan incentivos a mejorar los pronósticos y permiten internalizar mejor los costos de oportunidad en los SSCC, en contraste con el diseño actual. También se observó que los esquemas con etapas intradiarias ofrecen mayores beneficios en escenarios de alta penetración renovable. No obstante, se advierte que persisten desafíos en la entrega de señales de inversión de largo plazo, lo que obliga a considerar mecanismos adicionales como el *scarcity pricing* o mercados de capacidad.

En paralelo, el estudio revisa mecanismos de monitoreo y mitigación del poder de mercado, destacando la necesidad de implementar instrumentos como precios máximos, mitigación local, índices de concentración y pivotalidad, y modelos de competencia. Se subraya que la supervisión robusta es un requisito indispensable para el correcto funcionamiento de un mercado basado en ofertas.

El estudio sugiere que el proceso de transición hacia un mercado eléctrico mejorado se lleve a cabo en tres etapas principales. La primera etapa implica la mejora de modelos de operación y herramientas de planificación, incorporando elementos como la cooptimización y mercados intradiarios. La segunda etapa está orientada al diseño de un mercado basado en ofertas, adaptado a las necesidades del SEN y considerando las particularidades de la generación hidráulica. Finalmente, la tercera etapa se enfoca en la implementación del nuevo diseño de mercado, incluyendo el desarrollo de plataformas tecnológicas, capacitación de actores y ajustes regulatorios necesarios. Este enfoque progresivo permitirá garantizar una transición ordenada y minimizará los riesgos asociados.

Adicionalmente, el informe aborda la incorporación de esquemas competitivos en Sistemas Medianos (SSMM). Se analizan alternativas como licitaciones de largo plazo, mercados

locales y la adaptación del mercado de corto plazo, proponiéndose además la desintegración del segmento de generación respecto de transmisión y distribución en los SSMM, con el fin de promover mayor eficiencia y participación de nuevos agentes.

4. Cambios al Mercado y a la Regulación Eléctrica para una Descarbonización Profunda: Líneas de acción a corto plazo

Estudio desarrollado por SPEC e ISCI en 2021 tiene como objetivo principal proponer reformas para perfeccionar los mercados eléctricos, optimizar la planificación y operación del sistema, e incorporar nuevas tecnologías que contribuyan a la flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico. Se busca garantizar una transición ordenada hacia la descarbonización, asegurando señales de precio eficientes, fomentando la competencia y promoviendo inversiones sostenibles.

Entre los aspectos discutidos, se reconoce que el diseño actual del mercado eléctrico chileno presenta limitaciones significativas para soportar una transición hacia una matriz descarbonizada. Al respecto, este informe propone una modernización integral basada en tres pilares principales: mejorar las señales de corto plazo para la operación eficiente, desarrollar mercados de largo plazo que reduzcan los riesgos de inversión y crear condiciones para la integración de nuevas tecnologías. Adicionalmente, el estudio enfatiza la necesidad de ajustes a la tarificación y planificación de la transmisión, así como mejoras en la operación económica del SEN, para que las señales reflejen de mejor manera los costos reales y las externalidades ambientales.

El análisis se centra en los ámbitos de la generación a gran escala y de la transmisión eléctrica, planteando que los cambios regulatorios y de mercado son indispensables para viabilizar el despliegue de tecnologías habilitantes como el almacenamiento, la respuesta de la demanda, plantas virtuales, condensadores sincrónicos, electrolizadores de hidrógeno verde, sistemas flexibles de transmisión y nuevas tecnologías de conversión y control. El estudio subraya que la incorporación de estas tecnologías no ocurrirá de manera espontánea, por lo que es urgente avanzar en reformas regulatorias y de mercado que guíen su implementación.

La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado en Chile requiere cambios estructurales en los mercados y en la regulación. Este estudio proporciona un marco detallado para abordar estos desafíos y garantizar que el SEN sea capaz de enfrentar las demandas de una matriz más limpia, resiliente y sostenible.

5. Propuesta para la Participación de la Demanda en el Control Terciario de Frecuencia

El estudio desarrollado por Enel en 2022 presenta una propuesta para habilitar la respuesta de la demanda como proveedor de Servicios Complementarios enfocados en el Control Terciario de Frecuencia (CTF+). Esta iniciativa surge como una respuesta a las crecientes necesidades del sistema eléctrico chileno, particularmente frente al aumento de la penetración de energías renovables variables y la consecuente necesidad de flexibilidad. La propuesta, basada en las mejores prácticas internacionales y en los parámetros

definidos por el Informe SSCC 2022, tiene como objetivo fomentar la eficiencia económica, aumentar la competitividad en el mercado y facilitar la integración de nuevas tecnologías. Como primera fase, se plantea la implementación de un proyecto piloto que involucre un portafolio inicial de 25 MW gestionado por agregadores independientes.

Las principales conclusiones y recomendaciones corresponden a la habilitación de la Respuesta de Demanda como proveedor de CTF+ representa una oportunidad significativa para mejorar la eficiencia operativa y la competitividad del sistema eléctrico chileno. Este proyecto piloto servirá como una base crítica para validar el modelo propuesto y generar aprendizajes clave que permitan ajustar las políticas regulatorias y operativas necesarias para su implementación a gran escala. Se recomienda proceder con la implementación inmediata del piloto, priorizando la reducción de barreras técnicas y económicas, así como el establecimiento de un marco regulatorio que garantice una participación justa y transparente de todos los actores. Además, se recomienda evaluar periódicamente el desempeño del piloto para identificar oportunidades de mejora y optimización, de modo que este modelo pueda escalarse y consolidarse como un componente fundamental del mercado de SSCC en Chile.

6. Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada

En el contexto del compromiso de Chile con la descarbonización y el desarrollo sostenible, este informe presenta la visión del CEN respecto de la viabilidad de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable para el año 2030.

La transición hacia una matriz energética completamente limpia representa un desafío significativo que requiere una planificación rigurosa, la implementación de tecnologías habilitantes y el ajuste de los marcos regulatorios y operativos. Este documento, desarrollado por el CEN, explora los requerimientos técnicos, económicos y regulatorios necesarios para materializar este objetivo, y propone acciones concretas para garantizar la seguridad y eficiencia del sistema durante la transición.

El informe destaca que, si bien alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable al 2030 es un objetivo altamente desafiante, es posible de lograr bajo condiciones habilitantes adecuadas. La materialización de este escenario exige inversiones en generación renovable, almacenamiento y redes, junto con cambios estructurales urgentes en la planificación, operación y diseño del mercado eléctrico.

El informe concluye que alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable para 2030 es un objetivo alcanzable y beneficioso para Chile, pero requiere una acción coordinada entre el gobierno, el sector privado y los reguladores. Las inversiones en generación renovable deben ir acompañadas de un fortalecimiento de la infraestructura de transmisión y la implementación de tecnologías habilitantes. Además, es esencial establecer mercados de flexibilidad y servicios complementarios que permitan una operación eficiente y segura del sistema.

El documento también subraya los desafíos técnicos asociados a la creciente penetración de ERV, que ya en 2021 alcanzaron niveles cercanos al 22% de la generación anual y hasta un 62% en participación instantánea. Este aumento introduce riesgos de estabilidad y confiabilidad que deben ser gestionados mediante nuevas capacidades de red, estándares de desempeño más exigentes y recursos de control avanzados.

Entre las recomendaciones clave se encuentra la priorización de proyectos de infraestructura crítica, como los enlaces HVDC y las subestaciones avanzadas, la promoción de tecnologías de almacenamiento y el desarrollo de mecanismos regulatorios que incentiven la flexibilidad y la participación activa de la demanda. Asimismo, se enfatiza la necesidad de avanzar en reformas de mercado y de operación que habiliten la integración de recursos flexibles y aseguren la estabilidad sistémica en escenarios de alta penetración renovable. Finalmente, se recomienda adoptar un enfoque de implementación progresiva que permita evaluar y ajustar las políticas y estrategias en función de los resultados obtenidos, garantizando así una transición ordenada y sostenible hacia un sistema eléctrico 100% renovable.

7. Diseño de Mercado Basado en Ofertas para Chile: Propuesta de Modernización del Mercado Eléctrico

El principal objetivo de este informe, desarrollado por ECCO internacional para el CEN en 2023, es proponer un marco metodológico y regulatorio que permita la transición hacia un mercado mayorista basado en ofertas. Esto incluye identificar los elementos clave para la cooptimización de energía y reservas, analizar las condiciones necesarias para garantizar la seguridad del sistema y proponer mecanismos que incentiven la participación de nuevos agentes y tecnologías. Además, se busca alinear el diseño del mercado con los objetivos de descarbonización y sostenibilidad del país.

El estudio realiza un análisis detallado de mercados internacionales que han implementado exitosamente diseños basados en ofertas. En CAISO, por ejemplo, se destaca la importancia de los mercados del día anterior y tiempo real, así como la cooptimización de servicios complementarios. ERCOT, por su parte, ofrece lecciones valiosas sobre la gestión de un sistema con alta penetración de energías renovables, utilizando un mercado de precios nodales para reflejar las condiciones reales de la red. PJM e ISO-NE destacan en su implementación de mecanismos de capacidad, que garantizan la suficiencia del sistema y proporcionan incentivos para la inversión en infraestructura crítica.

El diseño de mercado basado en ofertas propuesto para Chile incluye varios elementos fundamentales. Primero, se introduce un esquema de precios nodales que refleje las condiciones locales de la red y permita una asignación eficiente de los recursos. Segundo, se establece un mercado cooptimizador que integre energía y servicios complementarios, asegurando que los recursos más económicos sean despachados para satisfacer tanto la demanda como las necesidades de flexibilidad del sistema. Tercero, se propone la creación de un mercado del día anterior y uno intradiario vinculantes, que mejoren la coordinación y reduzcan los costos de desbalances.

Un aspecto central del diseño es la promoción de la participación activa de nuevos actores y tecnologías en el mercado. Esto incluye facilitar el acceso de recursos distribuidos, como generación distribuida y almacenamiento, y habilitar a la demanda como proveedor de servicios complementarios. Además, se plantean incentivos específicos para la integración de tecnologías habilitantes, como baterías, sistemas de bombeo hidráulico y plantas virtuales de energía.

La implementación de un mercado basado en ofertas se proyecta como una herramienta efectiva para mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico chileno. Al reflejar los

costos reales de generación y transmisión, este esquema permite una asignación más eficiente de los recursos y reduce los costos globales del sistema.

8. Hacia un Sistema 100% Renovable con Almacenamiento de Larga Duración

Este informe desarrollado por SPEC e ISCI, tiene como objetivo analizar los requerimientos técnicos, económicos y regulatorios para integrar soluciones de almacenamiento de larga duración en un sistema 100% renovable, destacando su rol en la mitigación de los desafíos asociados a la variabilidad y la intermitencia de las fuentes renovables.

El almacenamiento de larga duración tiene el potencial de reducir los costos globales del sistema eléctrico en un rango del 2 al 5%, dependiendo del escenario analizado. Esto se debe a su capacidad para optimizar el despacho de energía, minimizar la necesidad de generación de respaldo de alto costo y mejorar la integración de fuentes renovables. Además, estas tecnologías mejoran la resiliencia del sistema frente a eventos climáticos extremos y reducen las emisiones de carbono al desplazar unidades térmicas menos eficientes.

El informe concluye que para fomentar la adopción de almacenamiento de energía de larga duración (*Long Duration Energy Storage, LDES*), es necesario realizar ajustes significativos en el marco regulatorio y los diseños de mercado. Una de las propuestas clave es la incorporación de contratos regulados que incluyan criterios de estabilidad y sostenibilidad, promoviendo así la inversión en tecnologías habilitantes. Además, se recomienda establecer contratos de reserva gestionados por el CEN, con el objetivo de garantizar la disponibilidad de servicios complementarios esenciales. Es fundamental también introducir mecanismos de remuneración por resiliencia y potencia que consideren eventos prolongados de escasez, así como licitaciones específicas para servicios de almacenamiento que aseguren la viabilidad económica de las inversiones.

Finalmente se señala que La transición hacia un sistema eléctrico 100% renovable requiere un enfoque integral que combine tecnología, regulación y financiamiento. El almacenamiento de larga duración es una solución habilitante fundamental para garantizar la estabilidad y resiliencia del sistema, pero su implementación demanda ajustes sustanciales en los diseños de mercado e incentivos claros para inversionistas. Este informe establece una hoja de ruta para integrar el LDES de manera efectiva, destacando su rol esencial en la construcción de un sistema eléctrico sostenible, competitivo y resiliente.

9. Metodología de Cálculo de Desempeño de Servicios Complementarios

El principal objetivo de esta metodología propuesta por el CEN en 2023 es garantizar que los SSCC cumplan con los estándares de calidad y seguridad definidos en la Norma Técnica de SSCC y los reglamentos aplicables. La evaluación busca establecer un marco transparente para medir el desempeño operativo de las unidades y equipos que participan en la prestación de estos servicios, generando así un monitoreo continuo y confiable del sistema. Este estudio también sirve para identificar áreas de mejora en los SSCC y promover un desempeño más eficiente en un contexto de transición energética.

Los antecedentes que sustentan esta metodología incluyen el Reglamento de Servicios Complementarios (Decreto N° 113/2017), la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (Resolución Exenta N° 347/2020) y el Informe de Servicios Complementarios 2023. Estos documentos establecen el marco normativo y los requerimientos técnicos que orientan la evaluación del desempeño de los SSCC en el SEN.

La metodología de cálculo del desempeño de los SSCC está diseñada para proporcionar una evaluación detallada de cada uno de los servicios complementarios principales. Cada servicio es evaluado en función de su disponibilidad y su capacidad para responder a las instrucciones del CEN, utilizando indicadores de desempeño obtenidos de registros operativos y sistemas de monitoreo.

En el caso del Control Primario de Frecuencia, se evalúa tanto en condiciones normales como en contingencia. En condiciones normales, el desempeño se mide dentro de un rango de frecuencia establecido (49.8 Hz a 50.2 Hz), mientras que en contingencias se consideran desviaciones mayores. El tiempo de respuesta y el cumplimiento de los parámetros técnicos son analizados a través del sistema de monitoreo Saturn2e.

Para el Control Secundario de Frecuencia, se analiza la capacidad de las unidades para seguir las instrucciones del sistema de control automático de generación. Esto incluye la evaluación del tiempo que las unidades permanecen en seguimiento activo y la identificación de períodos de inactividad. Los indicadores de desempeño se calculan con periodicidad horaria y mensual, permitiendo un monitoreo continuo del servicio.

En el caso del Control Terciario de Frecuencia, el desempeño se evalúa con base en la rapidez y la sostenibilidad de la respuesta de las unidades a las instrucciones de despacho. La evaluación considera tanto unidades en giro como unidades en frío, midiendo la activación inicial, el cumplimiento en los primeros 15 minutos y la sostenibilidad a lo largo del evento.

El Control de Tensión se analiza separadamente para unidades sincrónicas y parques de generación renovable. Las unidades sincrónicas son evaluadas por su capacidad de mantener tensiones dentro de los rangos definidos, mientras que los parques renovables son evaluados en función del cumplimiento de consignas específicas. La evaluación incluye criterios automáticos y manuales adaptados a las particularidades de cada tipo de instalación.

La implementación de esta metodología permite identificar áreas de mejora en la operación de los SSCC y asegura la transparencia en la evaluación de su desempeño. Los resultados obtenidos ofrecen una base sólida para tomar decisiones que promuevan un sistema eléctrico más eficiente y confiable. La aplicación rigurosa de los indicadores de desempeño también contribuye a la estabilidad operativa del SEN, particularmente en un contexto de alta penetración de energías renovables variables.

Entre las principales conclusiones está que la metodología de cálculo de desempeño de los SSCC descrita en este informe representa un paso significativo hacia la modernización y la estandarización de la operación del SEN. Su aplicación asegura el cumplimiento de los estándares de calidad y promueve la eficiencia operativa en un entorno energético en evolución. Además, establece un marco técnico y normativo robusto que contribuye a la sostenibilidad y la seguridad del sistema eléctrico chileno, alineándose con los objetivos estratégicos de la transición energética. Este enfoque integral permite no solo monitorear

el desempeño actual, sino también identificar oportunidades para futuras mejoras y adaptaciones del sistema.

10. Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas

El estudio desarrollado por Vinken-Dictuc para la Comisión Nacional de Energía en 2024 tiene como propósito principal ofrecer un marco detallado para la modernización del mercado eléctrico chileno. Esta propuesta se enfoca en la transición hacia un diseño basado en ofertas, con el fin de alcanzar una operación más eficiente, transparente y alineada con los desafíos actuales del sistema energético nacional. Además de este objetivo general, el informe plantea metas específicas como el fortalecimiento de los mercados de corto y largo plazo, la implementación de mecanismos que aseguren la flexibilidad operativa del sistema y la incorporación de tecnologías habilitantes. Todo ello se orienta a armonizar el funcionamiento del mercado con las metas nacionales de descarbonización y neutralidad climática.

La propuesta central del estudio radica en la transformación del mercado eléctrico chileno hacia un modelo donde los distintos participantes —generadores, agregadores y otros agentes— puedan realizar ofertas competitivas tanto para el suministro de energía como para la prestación de servicios complementarios. Este diseño incorpora varios componentes fundamentales que apuntan a mejorar la eficiencia y la resiliencia del sistema.

Uno de los elementos clave del nuevo diseño es la introducción de precios nodales, los cuales reflejarían con mayor precisión las condiciones locales de la red, facilitando así una asignación óptima de los recursos energéticos. A esto se suma la cooptimización entre energía y servicios complementarios, lo que permitiría despachar de forma más rentable las soluciones técnicas necesarias para satisfacer la demanda y mantener la estabilidad del sistema.

Asimismo, se propone la implementación de mercados del día anterior e intradiarios con carácter vinculante. Estas plataformas permitirían realizar ajustes operacionales de manera anticipada y dinámica, respondiendo con mayor eficacia a las variaciones diarias tanto en la generación como en el consumo. Junto con lo anterior, el diseño contempla incentivos específicos para fomentar la participación de tecnologías habilitantes como los sistemas de almacenamiento, la generación distribuida y la respuesta de la demanda. Estas herramientas se consideran esenciales para gestionar la variabilidad de las ERV y reforzar la capacidad del sistema frente a escenarios críticos.

En materia de seguridad y estabilidad del sistema, el informe plantea la creación de mercados específicos para la flexibilidad y los servicios complementarios avanzados. Estos mercados permitirían remunerar adecuadamente la capacidad de respuesta rápida, así como el soporte técnico brindado por las nuevas tecnologías y actores del sistema eléctrico.

El informe subraya que la transición hacia un mercado basado en ofertas podría traer importantes beneficios para el sistema eléctrico chileno. Entre ellos, destaca una mejora sustancial en la eficiencia operativa, al permitir una asignación más precisa de los recursos energéticos. Asimismo, se anticipa un incremento en la competitividad del mercado, con

una eventual disminución de precios producto de la competencia entre oferentes. Además, la integración de energías renovables se vería facilitada por la adopción de tecnologías habilitantes y la consolidación de mercados de flexibilidad. Todo esto contribuiría a reforzar la seguridad y la resiliencia del sistema ante eventos extremos o contingencias operativas.

No obstante, la implementación de este modelo presenta importantes desafíos técnicos y regulatorios. Entre ellos se encuentra la necesidad de desarrollar infraestructura tecnológica avanzada, incluyendo sistemas de monitoreo y gestión del mercado en tiempo real. También se requieren reformas al marco regulatorio vigente, con el fin de garantizar la transparencia, asegurar la igualdad de condiciones entre los distintos participantes y prevenir posibles abusos de poder de mercado.

Dentro de las recomendaciones más relevantes, el estudio propone la realización de proyectos piloto que permitan evaluar y ajustar el diseño de mercado antes de su aplicación definitiva. Además, se enfatiza la importancia de fortalecer las capacidades técnicas del CEN y de promover una participación más activa y diversificada por parte de todos los actores del sector, incluyendo a nuevos participantes como los agregadores y proveedores de tecnologías emergentes.

Como conclusión, el informe establece que el perfeccionamiento del diseño del mercado eléctrico en Chile es una condición necesaria para enfrentar con éxito los retos de la transición energética. La adopción de un mercado basado en ofertas constituye una oportunidad concreta para modernizar el sector eléctrico, alinear los incentivos económicos con los objetivos de sostenibilidad y reforzar la seguridad del SEN. En suma, se presenta una hoja de ruta clara y fundamentada para avanzar hacia un mercado eléctrico más eficiente, competitivo y preparado para los desafíos del futuro energético del país.

11. Estudio sobre la Integración de la Flexibilidad de la Demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Este informe fue desarrollado por el ISCI y el Imperial College London Consultans para el Ministerio de Energía en 2024. En el marco de la transición hacia la neutralidad de carbono y el fortalecimiento de la matriz energética renovable, Chile enfrenta el desafío de incorporar flexibilidad en su sistema eléctrico. La flexibilidad de la demanda se posiciona como una herramienta fundamental para gestionar la variabilidad y la incertidumbre asociadas a la generación de ERV. Este informe final aborda la relevancia de la flexibilidad de la demanda en el SEN, analizando sus beneficios, barreras de implementación y mecanismos para su desarrollo efectivo.

Entre las principales conclusiones está que La flexibilidad de la demanda representa una oportunidad estratégica para Chile en su transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y resiliente. Su implementación permite mejorar la eficiencia operativa del SEN, reducir costos y fomentar la participación activa de los consumidores. Sin embargo, su desarrollo requiere superar barreras técnicas, regulatorias y culturales a través de reformas estructurales, inversiones en tecnología y un cambio de paradigma en la gestión del consumo eléctrico. Este informe presenta una hoja de ruta para la implementación de la flexibilidad de la demanda en Chile, destacando su potencial para transformar el sistema eléctrico y contribuir al cumplimiento de los objetivos climáticos del país.

12. Hoja de Ruta para la Transición Energética Acelerada (Actualización, diciembre 2024)

En la actualización de la Hoja de Ruta del CEN publicada en diciembre de 2024, se reafirma que alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable para el año 2030 es técnicamente viable, siempre que se ejecuten inversiones sustanciales en infraestructura crítica y en tecnologías habilitantes. El análisis presentado destaca una serie de elementos clave para lograr esta meta, comenzando por la expansión de la infraestructura de transmisión. En este ámbito, se considera esencial fortalecer la red mediante la construcción de nuevas líneas y enlaces HVDC que permitan transportar energía desde las zonas con alta generación renovable, especialmente solar y eólica, hacia los principales centros de consumo del país.

Otro componente fundamental del sistema futuro será la incorporación masiva de sistemas de almacenamiento. Tecnologías como las baterías de litio, el almacenamiento por bombeo hidráulico y el desarrollo del hidrógeno verde son identificadas como soluciones estratégicas para mitigar la variabilidad de las ERV y proporcionar respaldo en momentos de baja generación. Asimismo, se subraya la necesidad de avanzar en la creación de mercados de flexibilidad, que permitan valorizar y remunerar adecuadamente servicios como la respuesta rápida, la entrega de inercia al sistema y el control de frecuencia. En este sentido, la participación activa de la demanda y de los recursos distribuidos se considera un factor clave para lograr un sistema más robusto y resiliente.

En cuanto a la seguridad y estabilidad del sistema, el informe resalta la urgencia de invertir en tecnologías de control avanzado, tales como condensadores síncronos y sistemas FACTS, con el objetivo de mantener niveles adecuados de inercia y de soporte de voltaje frente a escenarios operativos exigentes.

A partir de este diagnóstico, el Coordinador propone un conjunto de recomendaciones estratégicas para facilitar la transición. Primero, se plantea el diseño de políticas de incentivo que fomenten la inversión en infraestructura de almacenamiento y transmisión, y que permitan establecer esquemas claros de remuneración para los servicios de flexibilidad. En segundo lugar, se hace un llamado a priorizar la ejecución de proyectos de infraestructura crítica, particularmente aquellos asociados a enlaces HVDC y a la modernización de la red, lo que contribuirá a reducir congestiones y asegurar la operación del sistema.

La implementación de mercados de flexibilidad aparece como una medida central, orientada a establecer plataformas intradiarias y mecanismos de cooptimización capaces de integrar recursos distribuidos y servicios complementarios. Además, se enfatiza la importancia de fortalecer las capacidades del personal técnico, junto con promover la colaboración entre los distintos actores del sector energético, para enfrentar con éxito los desafíos que plantea esta transformación. Finalmente, el informe recomienda llevar a cabo programas piloto y proyectos demostrativos que permitan validar la viabilidad técnica y económica de las tecnologías habilitantes, así como de los nuevos diseños de mercado propuestos.

En conclusión, la transición acelerada hacia un sistema eléctrico completamente renovable no solo es posible, sino que representa una oportunidad histórica para Chile, tanto desde

el punto de vista ambiental como económico. El informe establece que, con políticas adecuadas e inversiones bien dirigidas, es posible construir un sistema eléctrico limpio, eficiente y resiliente antes del cierre de esta década. Ante este escenario, el CEN hace un llamado a una acción coordinada entre el gobierno, los agentes del sector y los consumidores, con el fin de avanzar de manera decidida hacia un futuro energético sostenible y seguro.

13. Recomendaciones Regulatorias para la Descarbonización de la Matriz Eléctrica en Chile

Este informe, desarrollado por el consorcio conformado por SPEC, el Centro de Energía, Centra y Vinken, propone un conjunto de recomendaciones regulatorias orientadas a facilitar la transición de Chile hacia un sistema eléctrico más limpio, eficiente y seguro. A partir de un análisis exhaustivo de la operación del SEN, el documento aborda de manera integral los principales desafíos que enfrenta el sector eléctrico, organizando sus propuestas en torno a tres ejes fundamentales: la planificación de la infraestructura, el diseño de los mercados de corto y largo plazo, y la programación operativa.

En relación con la infraestructura, se destaca la necesidad urgente de una planificación robusta que asegure la integración eficiente de las ERV y mantenga la seguridad del suministro. Para ello, se plantea la expansión y modernización de la red de transmisión, con especial atención a la construcción de enlaces HVDC y la incorporación de sistemas de transmisión flexible, conocidos como FACTS, que permitan minimizar las congestiones y asegurar la estabilidad operativa de la red. Junto a esto, se propone acelerar la adopción de tecnologías habilitantes, especialmente sistemas de almacenamiento energético como baterías de litio y almacenamiento por bombeo, fundamentales para mitigar la variabilidad propia de las ERV. Asimismo, se recomienda avanzar hacia una planificación basada en escenarios, que considere eventos climáticos extremos y alta variabilidad en la generación, permitiendo así identificar inversiones prioritarias de forma más precisa.

En lo que respecta al diseño de mercado, se reconoce la necesidad de adaptar las estructuras existentes a los cambios estructurales derivados de la descarbonización. Entre las medidas propuestas, se incluye la creación de mercados específicos para la flexibilidad, capaces de remunerar servicios como la respuesta rápida, el control de frecuencia y la provisión de inercia, incentivando además la participación de recursos distribuidos y tecnologías emergentes. Se sugiere también reformular el mercado de capacidad, incorporando criterios que valoren la flexibilidad y sostenibilidad de los recursos, con el objetivo de ofrecer señales de inversión claras para los agentes del sector. De igual forma, se plantea el fortalecimiento de los mercados intradiarios y de tiempo real, facilitando ajustes dinámicos ante fluctuaciones imprevistas en la generación o la demanda.

En cuanto a la programación operativa, se enfatiza que la creciente penetración de fuentes renovables requiere una revisión profunda de los procedimientos actuales de programación y despacho. Se propone, en este sentido, implementar sistemas avanzados de automatización y herramientas digitales que optimicen tanto el despacho de energía como la provisión de servicios complementarios. Además, se hace hincapié en la necesidad de mejorar las capacidades de monitoreo del sistema, permitiendo una gestión más efectiva de contingencias y asegurando la estabilidad dinámica y transitoria del SEN. Finalmente,

se recomienda fortalecer la formación técnica del personal operativo y promover la actualización continua de competencias, de manera que los operadores estén preparados para enfrentar los nuevos retos que plantea la transición energética.

En conclusión, el informe sostiene que la descarbonización de la matriz eléctrica chilena es un objetivo alcanzable, siempre que se lleven a cabo acciones coordinadas y decididas en materia de planificación, regulación y operación. Las recomendaciones presentadas buscan asegurar que esta transición se realice de forma ordenada y eficiente, sentando las bases para un sistema eléctrico sostenible, competitivo y resiliente. La implementación de estas medidas no solo permitirá cumplir con los compromisos climáticos asumidos por el país, sino que también garantizará un suministro eléctrico seguro y de calidad para todos los usuarios.

14. Medidas y tecnologías para la estabilización del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de la descarbonización

Este estudio, elaborado por el ISCI para Chile Sustentable en 2024, tiene como objetivo principal identificar y evaluar soluciones técnicas que permitan preservar la estabilidad operativa del sistema eléctrico chileno frente al creciente reemplazo de generación convencional por ERV, como la solar y la eólica. Este proceso, indispensable para avanzar hacia la descarbonización, introduce desafíos técnicos significativos debido a la reducción de inercia y niveles de cortocircuito en la red, lo que hace más vulnerable al sistema ante perturbaciones y contingencias.

El informe plantea que mantener la seguridad y estabilidad del SEN en este nuevo escenario requiere una transformación en la planificación y operación del sistema, incorporando tecnologías robustas y prácticas regulatorias adaptadas. Entre las soluciones técnicas analizadas se encuentran los condensadores síncronos, los sistemas de almacenamiento de energía, los convertidores de potencia avanzados (especialmente en modo *grid forming*), los sistemas FACTS como STATCOM y SVC, y equipos híbridos que combinan distintas funciones. Cada una de estas tecnologías ofrece capacidades diferenciadas para apoyar la red en términos de inercia, control de tensión, frecuencia y fortaleza general. En este contexto, se destacan los beneficios de los convertidores GFM, capaces de operar de manera autónoma y reforzar la estabilidad en zonas con baja participación sincrónica, y de los condensadores síncronos, que pueden ser instalados nuevos o mediante reconversión de unidades existentes.

El estudio también realiza un extenso análisis de experiencias internacionales en países como Estados Unidos, Alemania, Reino Unido, Australia y otros, mostrando cómo diferentes operadores han abordado los desafíos técnicos de operar redes con alta participación renovable. Estos casos demuestran que es posible mantener la estabilidad del sistema mediante combinaciones tecnológicas inteligentes y adaptaciones normativas, destacando especialmente la importancia de estrategias de planificación orientadas a largo plazo.

A nivel nacional, se revisaron los estudios de requerimientos técnicos realizados por el CEN para el fortalecimiento del SEN hacia 2025 y 2030, concluyendo que, con la infraestructura proyectada, no será posible aprovechar al máximo la capacidad renovable sin implementar

medidas específicas de robustecimiento. Entre estas, se sugiere la instalación de condensadores síncronos, la actualización de normas técnicas utilizando métricas más apropiadas como el *Effective Short-Circuit Ratio* (ESCR), y la consideración de alternativas como convertidores GFM, aunque se advierte sobre su limitada madurez comercial actual. En ese marco, se recomienda una combinación de tecnologías, con énfasis en su localización estratégica y análisis técnico-económico.

Otro aspecto fundamental del informe es la evaluación del proceso de licitación realizado por el CEN en 2024 para la instalación de condensadores síncronos. Se identifican limitaciones del proceso, como la exclusión de tecnologías alternativas, la utilización de criterios de adjudicación que podrían inducir ineficiencias, y la necesidad de incorporar un enfoque más flexible y económicamente eficiente en futuras licitaciones. Esta evaluación se complementa con un análisis comparativo de portafolios de inversión, donde se concluye que una solución híbrida que combine convertidores GFM y reconversión de unidades existentes puede resultar hasta un 40% más económica que una solución estándar basada únicamente en condensadores síncronos, manteniendo los niveles necesarios de estabilidad.

Finalmente, el informe realiza una contribución significativa al debate sobre la seguridad del sistema eléctrico chileno en el contexto de la transición energética, entregando una visión integrada que combina análisis técnico, experiencia internacional, evaluación normativa y consideraciones económicas. Propone una hoja de ruta tecnológica y regulatoria para avanzar hacia un SEN resiliente, preparado para operar con alta penetración de renovables sin comprometer la estabilidad del suministro eléctrico.

15. Conclusiones

A continuación, se presentan las principales conclusiones y hallazgos de los estudios revisados, agrupados en los ejes temáticos más relevantes para la transición energética del Sistema Eléctrico Nacional: flexibilidad operativa y de mercado, diseño de un mercado basado en ofertas, servicios complementarios, participación de la demanda, almacenamiento energético, transmisión y estabilidad, planificación y gobernanza, y metodologías de evaluación y monitoreo.

15.1. Flexibilidad del sistema

Los estudios convergen en que la descarbonización con alta ERV exige incrementar la flexibilidad del SEN tanto en el corto plazo (rampas, reservas y seguimiento AGC) como en el estructural (capacidad de almacenamiento, demanda gestionable y refuerzos de red). Se evidencia que la cooptimización de energía y reservas, junto con señales de precios más granuladas temporal y espacialmente, permite internalizar costos de oportunidad y reducir vertimientos. La flexibilidad debe abordarse como un conjunto de atributos medibles (rapidez, sostenibilidad, precisión de seguimiento, inercia efectiva, FFR) y no como tecnologías específicas, habilitando competencia neutral entre BESS, hidráulica, térmicas flexibles, DR y recursos distribuidos.

15.2. Mercado basado en ofertas y formación de precios

Se recomienda transitar hacia un esquema de ofertas con liquidación múltiple,

incorporando mercado del día anterior vinculante, etapas intradiarias y tiempo real, bajo precios nodales y pagos laterales que traten no convexidades. La mayor granularidad y la cooptimización energía–SSCC mejoran el despacho y disminuyen costos de desbalance. Se plantea fortalecer la gobernanza procompetitiva con herramientas de mitigación (límites de precios, test de pivotalidad, monitoreo nodal) y con esquemas piloto que permitan iterar reglas antes de un despliegue pleno. A mediano plazo, algunos análisis sugieren complementar con un mecanismo de adecuación (capacidad/energía firme) que incorpore atributos de flexibilidad y resiliencia.

15.3. Diseño, remuneración y desempeño de los SSCC

Los aportes apuntan a: (i) transición desde *pay-as-bid* a *pay-as-clear* para alinear señales de inversión, (ii) definición explícita de productos de flexibilidad (primario, secundario, terciario, FFR, inercia, control de tensión) con requisitos técnicos y de medición/validación, y (iii) un marco de evaluación de desempeño con KPIs por servicio (tiempo de activación, error de seguimiento, sostenibilidad, disponibilidad y cumplimiento de consignas) en horizontes horario y mensual. Se destaca la importancia de ubicar recursos de reserva conforme a restricciones de red AC/DC y necesidades locales, y de licitar/contratar cuando corresponda para garantizar suficiencia y localización eficiente.

15.4. Participación de la demanda y agregación

Existe consenso respecto del alto potencial de la respuesta de la demanda (DR) para participar en el Control Terciario de Frecuencia (CTF+) y en otros Servicios Complementarios (SSCC). Para habilitar esta participación, se plantea la incorporación de agregadores, bajo reglas claras de acceso, esquemas de medición y verificación (M&V) sustentados en líneas base confiables, procesos de liquidación transparentes y un trato no discriminatorio respecto de la generación. La implementación de proyectos piloto en el rango de decenas de MW resulta esencial para validar el desempeño de la demanda, disminuir barreras de entrada y ajustar los estándares operativos y contractuales. En el mediano plazo, se proyecta la integración plena de la demanda en los mercados del día anterior (D-1), intradiarios y de tiempo real, tanto en modalidad merchant como bajo esquemas regulados.

15.5. Almacenamiento

El almacenamiento es reconocido como recurso habilitante sistémico: reduce vertimientos, suaviza rampas, provee FFR/inercia sintética, aporta capacidad y mejora la resiliencia en eventos prolongados. Los análisis muestran reducciones en costos totales bajo despliegos eficientes de LDES, condicionadas a señales de mercado adecuadas. Se sugieren instrumentos específicos: licitaciones o contratos regulados para atributos de resiliencia, pagos por adecuación con criterios de flexibilidad, y productos de SSCC que remuneren servicios de estabilidad (FFR, inercia, control de tensión). Para BESS, la participación simultánea en energía, reservas y servicios de red exige reglas para evitar la doble contabilidad y asegurar la coordinación operativa.

15.6. Transmisión, estabilidad y soporte de red

La expansión de transmisión (incluyendo enlaces HVDC y refuerzos críticos) es condición

necesaria para absorber ERV y reducir congestiones. En estabilidad, se prioriza un portafolio híbrido: condensadores síncronos, convertidores *grid-forming* y FACTS ubicados estratégicamente, evaluados con métricas de robustez como ESCR y con requisitos de desempeño para ERV y BESS. Varios análisis muestran que combinaciones tecnológicas bien localizadas pueden alcanzar niveles de estabilidad equivalentes con menores costos que soluciones únicas basadas solo en síncronos.

15.7. Planificación y gobernanza del sistema

Se propone reforzar la planificación por escenarios, incorporando variabilidad climática, eventos extremos y secuencias de escasez prolongada. Se recomienda alinear planificación de generación-almacenamiento-transmisión con los productos de mercado de corto y largo plazo, y fortalecer capacidades institucionales (modelos estocásticos, plataformas de clearing intradiario/RT, auditoría del despacho y del poder de mercado). La implementación debe ser gradual, con pilotos y evaluaciones ex post para ajustes normativos y operativos.

15.8. Metodologías de evaluación y monitoreo

Se resalta la necesidad de metodologías estandarizadas para evaluar desempeño de SSCC y de los agentes (generación, almacenamiento, DR), con reportabilidad regular y trazabilidad de datos (telemetría, registros SCADA/EMS y sistemas de monitoreo dedicados). Estas herramientas permiten cerrar brechas de cumplimiento, orientar señales de inversión y mejorar la confiabilidad percibida del esquema de mercado.

V. Análisis Crítico de la Situación del SEN

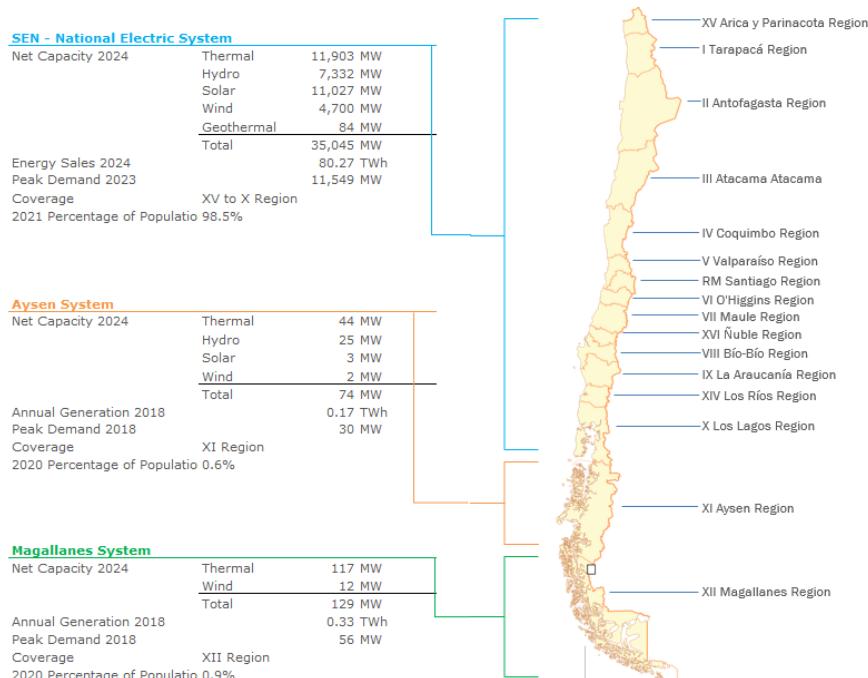
El presente Capítulo presenta un análisis crítico e integrado del SEN frente al desafío de la flexibilidad. Parte examinando la situación actual del sistema, luego, analiza la Estrategia de Flexibilidad y con las reformas legales y reglamentarias promulgadas desde 2016. Finalmente, presenta los hallazgos obtenidos en las entrevistas con actores relevantes del sector.

1. Situación actual del mercado en Chile

Chile se convirtió en el primer país a nivel mundial en llevar a cabo la privatización y reorganización de su industria eléctrica, lo que permitió aumentar la transparencia y optimizar la eficiencia del sector. Desde la puesta en marcha del mercado mayorista en 1982, el sistema ha experimentado una importante transformación: en sus inicios, dos compañías concentraban el mercado, mientras que hoy en día son cuatro las principales empresas que lideran la generación (Enel Generación, AES Andes, Colbún y Engie).

En términos de infraestructura, originalmente existían dos redes independientes —el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)— que operaban como mercados mayoristas separados y sin conexión física entre sí. Sin embargo, en noviembre de 2017 ambos sistemas se integraron para formar el SEN, lo que ha favorecido la alineación de los precios *spot*, tendencia que se prevé se mantenga en el tiempo. Adicionalmente, en el extremo sur del país funcionan otros sistemas aislados de menor tamaño, regulados bajo un esquema específico (ver Figura 41).

Figura 41 Sistemas eléctricos en Chile



Fuente: GME, datos Comisión Nacional de Energía.

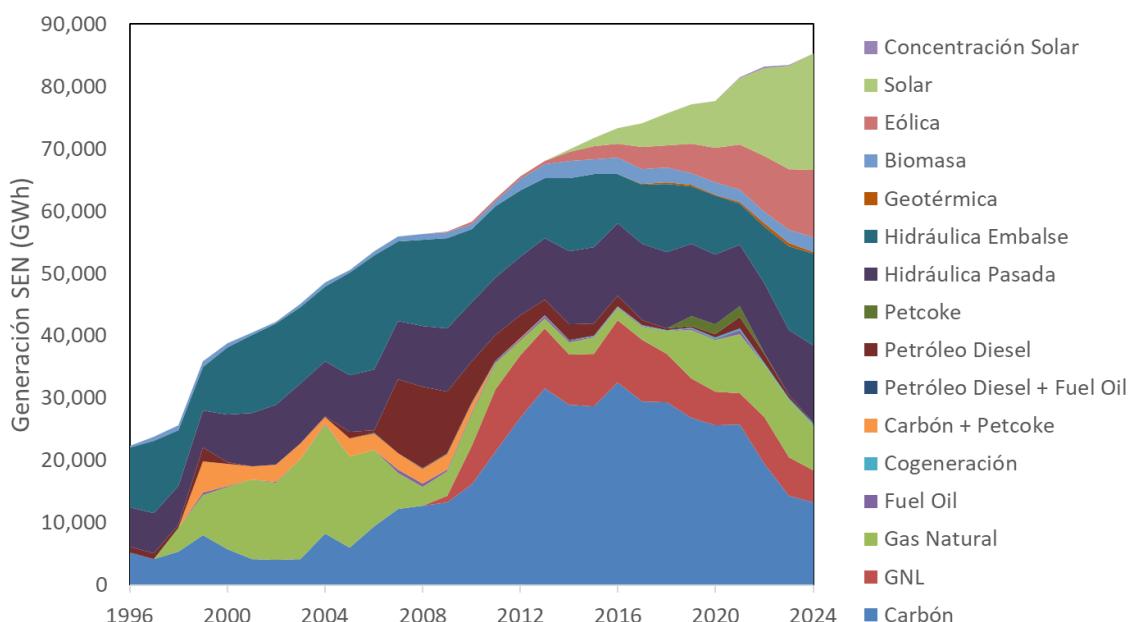
El SEN abarca desde la Región de Arica y Parinacota, en el extremo norte del país, hasta

Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional.

la Isla Grande de Chiloé, en el sur. A diciembre de 2024, la capacidad neta instalada del SEN alcanza los 35,045 MW, distribuidos en 11,903 MW de generación térmica (incluida biomasa), 7,332 MW hidroeléctricos, 4,700 MW eólicos, 11,027 MW solares y 84 MW geotérmicos.

Durante enero de 2024, la demanda máxima del SEN fue de 12,190 MW, mientras que la generación bruta anual alcanzó los 85,332 TWh, lo que corresponde a un factor de carga del sistema del 84 % (calculado como la generación bruta dividida por la demanda máxima multiplicada por las horas del año). Figura 42 muestra la evolución de la generación en el SEN. Datos previos al 2017 corresponden a la suma de la generación en el SIC y SING.

Figura 42 Evolución de la generación en el SEN



Elaboración GME, Fuente Comisión Nacional de Energía

Previo a la Ley 20,936 en 2016, los sistemas SIC y SING estaban regulados y cada uno era administrado por su propio Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). A partir de la promulgación de la Ley 20,936, ambos sistemas se unificaron en un único operador de mercado y sistema (CEN).

Entre las principales funciones del CEN se encuentran garantizar un suministro eléctrico adecuado y coordinar el despacho de las centrales de manera eficiente y económica.

En el sur de Chile, los dos principales sistemas aislados —Aysén y Magallanes, que abastecen a las Regiones XI y XII, respectivamente— operan bajo un régimen regulado, en lugar de un mercado competitivo. Además, existen otros dos sistemas aislados de menor tamaño en Los Lagos y Rapa Nui.

1.1. Mercado de contratos en el SEN

En Chile, el mercado de contratos es clave porque la demanda no puede participar directamente en el mercado *spot*: todos los consumidores (regulados y no regulados) deben ser abastecidos mediante contratos de suministro conocidos como PPAs. Estos

Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional.

contratos son esencialmente financieros, diseñados para cubrir la demanda del cliente hasta un máximo definido, independientemente del perfil real de generación del vendedor. Los generadores venden energía principalmente a través de estos PPAs y pueden ajustar diferencias en el mercado *spot*: si generan menos de lo comprometido, compran la diferencia en el *spot*; si generan más, venden el excedente allí.

En el caso de los clientes regulados, los PPAs se adjudican mediante licitaciones públicas organizadas ahora por la Comisión nacional de Energía (CNE), que estima la demanda futura y planifica la contratación con varios años de anticipación (hoy, cinco años). Estos contratos suelen tener una duración de 5 a 20 años, con precios pactados libremente entre partes y mecanismos de indexación, a menudo ligados a combustibles o a la inflación de EE. UU. La contratación de suministro para clientes regulados fue establecida en la Ley Corta II y luego perfeccionado por la Ley 20,805. Actualmente, existe cierto sobrecontrato en el sistema debido a una menor demanda de la prevista y a la migración de grandes consumidores hacia el mercado libre, lo que también impacta el nivel de ingresos efectivos de los PPAs. Se espera que esta tendencia de migración se estabilice y que la contratación vuelva a equilibrarse hacia finales de la década.

1.2. Mercado *spot* en el SEN

Las principales características del mecanismo de formación de precios y del despacho en el mercado eléctrico chileno se basan en un esquema de precios *spot* y precios nodales, conocido como Precios Marginales Localizados (LMP, por su sigla en inglés). Los precios *spot* de la energía reflejan el costo marginal de corto plazo del sistema de generación y constituyen la referencia para las negociaciones entre los clientes industriales y las empresas generadoras.

El mercado mayorista de electricidad está diseñado para compensar las diferencias entre generadores; sin embargo, la demanda —compuesta por empresas distribuidoras y grandes usuarios— no participa directamente en el mercado *spot*. Todos los consumidores deben estar abastecidos a través de contratos de suministro o PPAs, los cuales son de naturaleza financiera.

El costo marginal de corto plazo se determina mediante el despacho centralizado de las unidades de generación, siguiendo un orden de mérito económico. Este proceso es gestionado por el Coordinador, que en su calidad de operador del sistema utiliza como base los costos variables de cada planta, sin recurrir a ofertas libres.

Los costos variables son calculados por el CEN de acuerdo con un procedimiento que considera los precios de los combustibles y los costos de operación y mantenimiento reportados por los generadores. En el caso del agua embalsada, su valor se estima como un costo de oportunidad, calculado mediante modelos de optimización. Los costos variables se actualizan cada vez que los generadores informan cambios en alguno de sus componentes.

Cada generador térmico está obligado a reportar sus costos de combustible al CEN según la siguiente periodicidad: los precios de los combustibles sólidos, como el carbón, se actualizan bimestralmente (en febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre); los precios de los combustibles líquidos se informan semanalmente; y el precio del gas natural también se comunica semanalmente. Además, los generadores deben informar

diariamente el stock de gas para las siguientes 24 horas y, mensualmente, el stock proyectado para los próximos 12 meses, para fines de planificación de la producción.

Toda la demanda de energía y potencia debe estar respaldada mediante contratos de suministro. Los clientes no pueden acceder directamente al mercado *spot*, por lo que están obligados a contratar con un generador (en el caso de cargas superiores a 5 MW, y de forma opcional para cargas mayores a 500 kW) o con una empresa distribuidora (para consumos menores a 500 kW, y opcional para consumos menores a 5 MW).

Las pérdidas de transmisión y la congestión se incluyen dentro de los precios *spot*. Estos precios se ven afectados por los costos variables de generación de las plantas térmicas, los costos de oportunidad de las centrales hidroeléctricas y, más recientemente, por los costos de operación de las tecnologías renovables, como la energía solar, eólica y la hidroeléctrica de pasada. Las condiciones hidrológicas de cada año tienen un efecto relevante en los precios *spot*: en períodos de sequía, los precios marginales suelen incrementarse.

La evolución de los precios *spot* en las últimas décadas muestra distintas etapas. Se observa una fase de precios bajos, asociada a la disponibilidad de gas natural argentino a bajo costo, lo que disminuyó los costos de desarrollo del sistema. Posteriormente, se identifica una fase de precios altos, relacionada con la crisis de los mercados internacionales, la escasez de gas argentino desde 2004 y el aumento de los precios del petróleo a partir de 2007. Los picos invernales del año 2000 se debieron a una baja generación hidroeléctrica como consecuencia de un año extremadamente seco, mientras que los picos de 2004 y años posteriores se relacionan con la restricción de envíos de gas desde Argentina. Dadas las características de las unidades de generación disponibles, los precios *spot* de la energía están fuertemente condicionados por los precios internacionales del petróleo y, en años recientes, también por los precios del GNL.

1.3. Servicios complementarios en el SEN

1.3.1. Evolución normativa de los servicios complementarios

La Ley 20.936, promulgada en 2016, reformó el sistema de transmisión eléctrica y creó al CEN. Esta ley introdujo mecanismos de mercado para la provisión de SSCC, los que comenzaron a implementarse en 2020.

Antes de esta reforma, los SSCC eran asignados de forma centralizada por los antiguos coordinadores (SIC y SING), con remuneración basada en estudios de costos auditados, sin competencia de mercado. Aunque este modelo privilegiaba la seguridad, limitaba la entrada de nuevos oferentes y la eficiencia en precios.

En enero de 2020 se adoptó un esquema híbrido, combinando subastas discriminatorias y despacho por costos auditados. Se permitió la participación de generadores, transmisores y clientes, buscando mayor competencia y eficiencia.

Sin embargo, en septiembre de 2020, el CEN suspendió las subastas, citando falta de competencia en algunos servicios, especialmente en la regulación secundaria. El Panel de Expertos revocó esta decisión en octubre, ordenando reanudarlas bajo nuevas condiciones.

Las subastas se reactivaron en diciembre de 2020, tras ajustes en la plataforma, requisitos

para oferentes y definición de precios máximos. Estos precios consideran el desgaste técnico de las máquinas según tecnología y una función confidencial relacionada con la competencia. Además, se incorporaron indicadores como el RSI3, que permiten restringir la oferta ante riesgos de concentración de mercado.

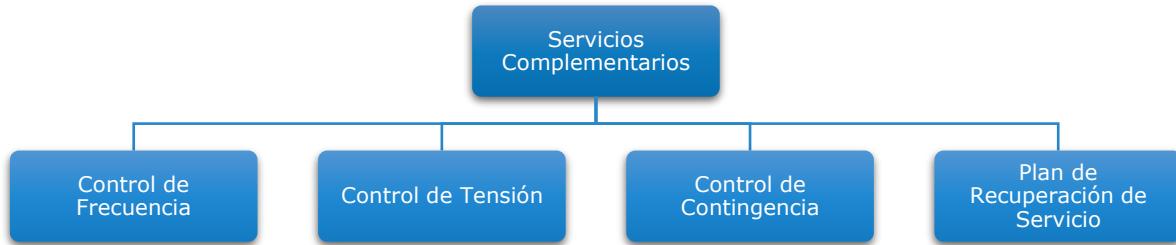
En abril de 2024, la CNE aprobó, mediante la Resolución Exenta 189, la versión actualizada del Informe de Definición de SSCC, reemplazando la versión que regía desde 2020. Esta actualización responde a la experiencia acumulada en la aplicación del régimen de SSCC y a consultas surgidas en procesos recientes de licitación, particularmente en lo relativo al servicio de Control de Tensión con aporte de potencia de cortocircuito. En estos procesos se advirtió la necesidad de clarificar que los costos operativos de la nueva infraestructura —como los consumos eléctricos de los condensadores síncronos— deben incluirse obligatoriamente en las ofertas económicas de los participantes.

El Informe de SSCC 2025 introduce mejoras significativas respecto de versiones previas, reflejando la consolidación del esquema de provisión de estos servicios en un contexto de alta penetración de energías renovables y la incorporación de sistemas de almacenamiento. Entre los avances más relevantes destaca la integración de resultados de licitaciones recientes, como la de Control de Tensión por Potencia de Cortocircuito, que permitió cubrir casi todos los requerimientos mediante contratos competitivos de largo plazo. Además, el informe profundiza en el análisis de las condiciones de competencia de mercado para cada categoría de servicio, mediante indicadores como el RSI y el HHI, determinando con mayor precisión cuándo aplicar subastas, licitaciones o instrucciones directas. Otra innovación es la incorporación explícita de tecnologías de almacenamiento (BESS) y soluciones flexibles, ajustando metodologías para reconocer su costo de oportunidad en la provisión de SSCC. Asimismo, el Informe 2025 refuerza la calendarización detallada por zona y actualiza los requerimientos técnicos según estudios recientes de control de frecuencia, tensión y contingencias. Estos elementos permiten una planificación más rigurosa, asignación eficiente de recursos y mayor flexibilidad operativa, esenciales para mantener la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional en su transición energética. La nueva Resolución Exenta 189 refuerza la transparencia y certidumbre para los oferentes, estableciendo reglas claras y uniformes que aseguren propuestas que reflejen los costos reales de provisión, manteniendo la competitividad de las licitaciones y contribuyendo a asignar con precisión los recursos para garantizar seguridad, calidad y flexibilidad operativa. Esta definición se integra coherentemente con la Ley General de Servicios Eléctricos, el Reglamento, la Norma Técnica y el Informe anual de SSCC elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional

1.3.2. SSCC actuales en Chile

Figura 43 detalla las categorías actuales de SSCC utilizadas en la legislación Chilena.

Figura 43 Clasificación de los SSCC en Chile



Fuente: Elaboración GME

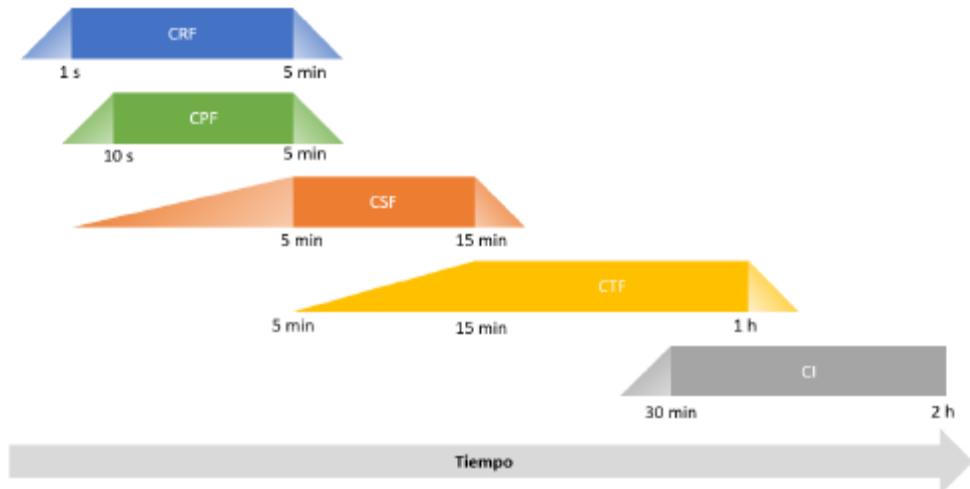
1.3.3. Control de Frecuencia

El Control de Frecuencia tiene por objetivo mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, garantizando la estabilidad de la frecuencia del sistema. Comprende cuatro categorías descritas a continuación:

- **Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Actúa en un plazo de hasta 1 segundo ante desviaciones significativas de frecuencia, mediante respuestas automáticas locales.
- **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Actúa en forma inmediata (en segundos) estabilizando la frecuencia ante eventos menores.
- **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Operado desde un centro de control, corrige desviaciones de forma más sostenida (en minutos).
- **Control Terciario de Frecuencia (CTF):** Permite la redistribución planificada de recursos tras eventos, garantizando el restablecimiento del equilibrio. Estos servicios son de naturaleza sistémica y se remuneran a través de mecanismos de subasta o licitación, considerando componentes de disponibilidad y activación.
- **Cargas Interrumpibles (CI):** Las Cargas Interrumpibles permiten reducir la demanda eléctrica ante eventos que comprometan la estabilidad del sistema. Se activan por instrucción del Coordinador o mediante esquemas automáticos predefinidos. Son de naturaleza sistémica y pueden participar consumidores finales individuales o agrupados. Su remuneración se basa en el valor adjudicado en procesos competitivos o mediante instrucción directa.

La siguiente figura ilustra la activación secuencial de las reservas:

Figura 44 Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia



Fuente: CEN

La siguiente tabla presenta el resumen con las características de cada servicio de Control de Frecuencia.

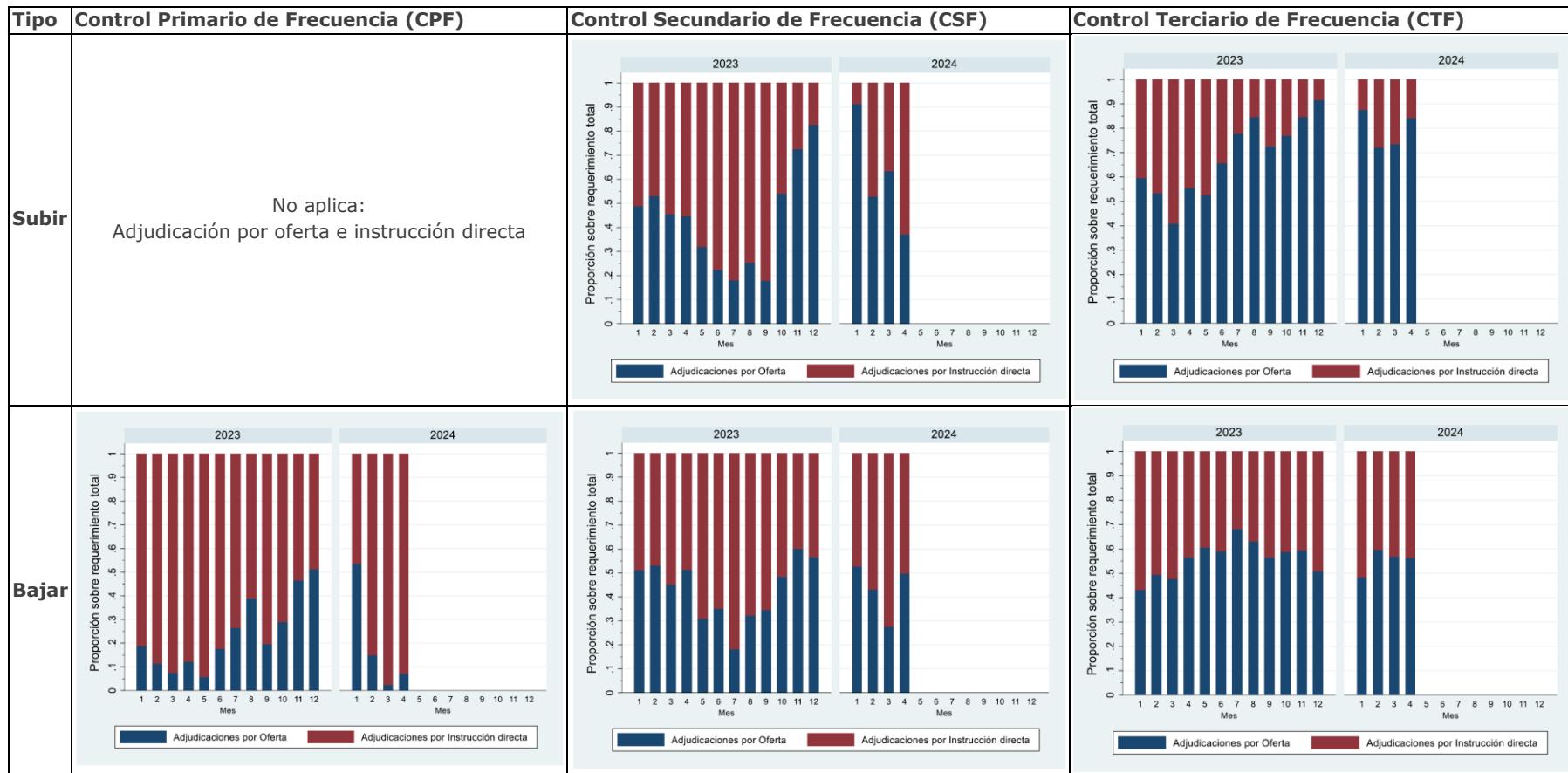
Tabla 11. Características de los SSCC de Control de Frecuencia

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo de Activación	Total	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	-	-
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	-	-
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	-	-
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	15[min]	-	-	1[hr]
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30[min]	2[hr]	-	-

Fuente: CEN

De acuerdo con el Informe de SSCC 2025 no hay condiciones de competencia para realizar adjudicaciones por oferta en el CPF+ (CPF subida) por lo que todos los servicios son adjudicados en forma directa. El siguiente gráfico muestra la proporción de adjudicación por oferta e instrucción directa para el resto de los servicios de Control de Frecuencia

Figura 45 Adjudicación de Servicios de Control de Frecuencia en Chile



Fuente: Informe SSCC 2025, CEN

Nota: Último informe anual con datos hasta abril de 2024.

1.3.4. Control de Tensión:

El control de tensión busca mantener las tensiones de las barras eléctricas dentro de un rango operativo seguro mediante la gestión de potencia reactiva. Tiene naturaleza local, ya que su efecto se limita a la zona donde se entrega. Se puede prestar mediante generadores, condensadores sincrónicos u otros equipos, y su remuneración depende del mecanismo de licitación o instrucción directa. Actualmente se distinguen dos modalidades en su prestación: mantenimiento de tensiones en barra y Potencia de Cortocircuito

- **Control de Tensión – Mantenimiento de Tensiones en Barra:** tiene como finalidad asegurar que los niveles de tensión de cada barra del sistema eléctrico se mantengan dentro de los rangos definidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), tanto en condiciones normales como ante contingencias. Debido a su naturaleza eminentemente local, la prestación de este servicio requiere el aporte coordinado de la mayoría de los recursos técnicos dispersos en la red, como generadores síncronos, transformadores con cambiadores de tap, condensadores en derivación y parques renovables habilitados para entregar potencia reactiva. Dado que su efectividad depende de la ubicación geográfica y de la configuración topológica de la red, la posibilidad de reemplazar unos recursos por otros es limitada. Además, las unidades generadoras continúan realizando control automático de tensión aun sin ser adjudicadas en un mercado competitivo, por lo que implementar subastas o licitaciones para este servicio resultaría ineficiente y podría comprometer la estabilidad operativa del SEN. Por estas razones, en línea con la práctica internacional, la provisión de este servicio se realiza mediante instrucción directa por parte del Coordinador.
- **Control de Tensión – Potencia de Cortocircuito:** tiene como objetivo garantizar niveles mínimos de potencia de cortocircuito trifásica en puntos críticos de la red, lo que es esencial para mantener la robustez eléctrica, permitir una adecuada operación de las protecciones y aportar estabilidad durante perturbaciones. En respuesta a la reducción progresiva de centrales térmicas que tradicionalmente proveían este soporte, se ha impulsado la instalación de nueva infraestructura mediante procesos competitivos. En 2024 se adjudicó, a través de una licitación pública, la construcción y operación de condensadores síncronos y la reconversión de unidades existentes para aportar más de 1,000 MVA de potencia de cortocircuito, cubriendo así prácticamente la totalidad del requerimiento identificado. Esta estrategia aprovecha la existencia de condiciones de competencia y tecnologías probadas para asegurar una provisión eficiente y confiable de este servicio, complementando la estrategia de transición hacia una matriz eléctrica más limpia y resiliente. La siguiente tabla resume los resultados de la licitación adjudicada por el Coordinador en 2024.

Tabla 12. Ofertas técnicas adjudicadas

Proponente	Código Proyecto	Tipo de Proyecto	Barra de Conexión	Potencia COCI en su barra de conexión [MVA]
Consorcio Alupar	SE1	Nuevo Condensador	Ana María 220kV	1,851
Consorcio Alupar	SE4	Nuevo Condensador	Illapa 220kV	1,493
Engie Energía Chile S.A.	ID_05	Reconversión de unidades	Central Tocopilla 220kV	356
Transelec Holdings Rentas Ltda.	SE1	Nuevo Condensador	Ana María 220kV	1,993
Transelec Holdings Rentas Ltda.	SE3	Nuevo Condensador	Likanantai 220kV	1,993

Fuente: CEN

Tabla 13. Ofertas económicas adjudicadas

Proponente	Código Proyecto	Tipo Proyecto de	AVI [USD mil]	COMA [USD mil]	VASC [USD mil]	AVI Punto [USD mil]	COMA Punto [USD mil]	VAPC [USD mil]
Consorcio Alupar	SE1	Nuevo Condensador	9,049	1,450	10,499	0	0	0
Consorcio Alupar	SE4	Nuevo Condensador	7,399	1,500	8,899	196	33	229
Engie Energía Chile S.A.	ID_05	Reconversión de unidades	1,618	1,665	3,283	0	0	0
Transelec Holdings Rentas Ltda.	SE1	Nuevo Condensador	10,240	2,195	12,434	0	0	0
Transelec Holdings Rentas Ltda.	SE3	Nuevo Condensador	9,272	2,178	11,451	55	13	68

Fuente: CEN

1.3.5. Control de Contingencias

El Control de Contingencias incluye mecanismos de desconexión automática o manual de carga o generación, así como planes de defensa ante eventos severos. Estos servicios pueden tener efectos sistémicos o locales, y se remuneran mediante estudios de costos o valores adjudicados. Comprende:

- EDAC (Esquema de Desconexión Automática de Carga):** Activa la desconexión inmediata de cargas críticas ante caídas de frecuencia o tensión.
- DMC (Desconexión Manual de Carga):** Ejecutada por instrucciones explícitas del Coordinador en tiempo real.
- EDAG/ERAG (Desconexión o Reducción Automática de Generación):** Aplica en situaciones de sobrefrecuencia o contingencias específicas.
- PDCE y PDCC (Planes de Defensa contra Contingencias Extremas o Críticas):** Actúan frente a fallas graves que amenazan con provocar apagones parciales o totales.

1.3.6. Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

El Plan de Recuperación de Servicio diseñado para restablecer el suministro eléctrico en caso de apagones generales o parciales. Todos estos servicios tienen naturaleza sistémica

y son financiados a través de mecanismos definidos por el Coordinador, según corresponda a licitación o instrucción directa Sus componentes incluyen:

- **Partida Autónoma (PA):** Capacidad de ciertas unidades para iniciar operación sin asistencia externa.
- **Aislamiento Rápido (AR):** Permite aislar zonas afectadas para limitar el impacto del apagón.
- **Elementos de Vinculación :** Facilitan la sincronización y reconexión de zonas del sistema una vez estabilizadas.

Tabla 14. Características de los SSCC en Chile

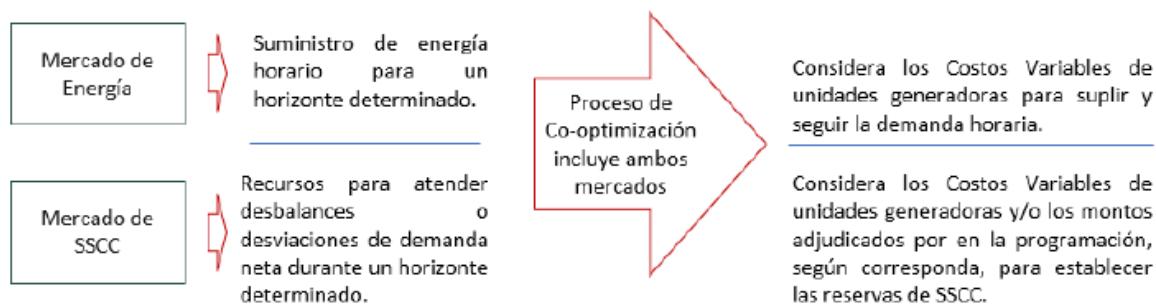
SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC	Tipo	Objetivo Principal	Mecanismo de Remuneración	Informe SSCC 2025
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	CRF+ / CRF-	Sistémica	Respuesta rápida ante grandes desviaciones de frecuencia	Disponibilidad y activación (subasta, licitación, o instrucción)	No requerido
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	CPF+ / CPF-	Sistémica	Corrección inmediata de pequeñas desviaciones de frecuencia	Disponibilidad y activación (subasta, licitación, o instrucción)	Instrucción Directa
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	CSF+ / CSF-	Sistémica	Corrección de frecuencia mediante control centralizado	Disponibilidad y activación (subasta, licitación, o instrucción)	Subasta
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	CTF+ / CTF-	Sistémica	Reasignación planificada para estabilizar frecuencia	Disponibilidad y activación (subasta, licitación, o instrucción)	Subasta
	Cargas Interrumpibles	Cargas Interrumpibles	Sistémica	Reducción programada de carga en eventos críticos	Valor adjudicado o instrucción directa	No requerido
Control de Tensión	Control de Tensión	Control de Tensión	Local	Mantener tensión dentro de rangos operativos	Valor adjudicado en licitación o instrucción directa	Instrucción Directa y Licitación
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC por Subfrecuencia, Subtensión, Contingencia Específica	Sistémica o Local	Desconexión automática de carga ante contingencias	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
	Desconexión de Carga	DMC	Sistémica o Local	Desconexión manual de carga ante instrucciones del Coordinador	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG por Sobre frecuencia o Contingencia Específica	Sistémica o Local	Desconexión automática de generación en condiciones críticas	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	Sistémica o Local	Respuesta ante contingencias extremas para evitar apagón total	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Sistémica o Local	Respuesta ante contingencias críticas para evitar apagón parcial	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	PA	Sistémica	Arranque de unidades sin energía externa	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
	Aislamiento Rápido (AR)	AR	Sistémica	Separación rápida de zonas afectadas	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa
	Elementos de Vinculación	EV	Sistémica	Vinculación de zonas para recuperación del sistema	Estudio de costos o valor adjudicado	Instrucción Directa

Fuente: Elaboración GME, en base a la NT SSCC

1.3.7. Cooptimización mercado de energía y servicios complementarios

En el SEN, la cooptimización es un proceso clave para garantizar la operación segura, continua y económica del sistema eléctrico, evitando conflictos entre la generación de energía y la provisión de servicios de respaldo. También incentiva inversiones eficientes en tecnologías de soporte como sistemas de almacenamiento o condensadores síncronos cuando la red lo requiere. Este proceso consiste en determinar de manera conjunta la generación de energía y la provisión de los SSCC, utilizando modelos de optimización centralizados administrados por el CEN.

Figura 46 Proceso de cooptimización



Fuente: CNE, Chile

La cooptimización implica resolver, en un solo paso, la asignación óptima de recursos para cubrir la demanda de energía y, simultáneamente, los requerimientos de servicios complementarios tales como control de frecuencia, control de tensión, control de contingencias y planes de recuperación del servicio. Este enfoque integrado minimiza el costo total de operación del sistema considerando todas las restricciones técnicas y económicas. Los SSCC cooptimizados en Chile incluyen principalmente:

- Reservas de control de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria).
- Control de tensión (manejo de potencia reactiva para mantener voltajes adecuados).
- Servicios de contingencia y recuperación de servicio ante fallas graves.

El procedimiento operativo se inicia cuando el CEN recibe de cada generador la declaración de sus costos variables (combustibles, operación y mantenimiento) y las características técnicas de sus unidades. Luego, utilizando estos datos, junto con información sobre la red y la demanda, el CEN ejecuta modelos de optimización que determinan:

- Cuánta energía debe generar cada planta.
- Qué cantidad de capacidad debe reservar para servicios complementarios.
- Cómo se distribuye la potencia reactiva para control de tensión.

El resultado es un despacho económico de energía y una asignación eficiente de SSCC, compatible con las limitaciones de transmisión y operación segura

1.3.8. Remuneración y recolección de pagos de energía SSCC

En el mercado eléctrico chileno, al igual que en muchos otros mercados eléctricos del mundo, el principal producto transado es la energía eléctrica. En este contexto, el Coordinador Eléctrico Nacional realiza mensualmente un balance físico y económico de las inyecciones y retiros de energía, valorando cada transacción al costo marginal horario y más recientemente cada quince minutos correspondientes a la barra eléctrica donde se encuentra cada agente.

Para las empresas generadoras, el Coordinador valoriza las inyecciones de energía realizadas en cada barra al costo marginal real, y de forma análoga, valoriza los retiros de energía asociados a contratos de suministro, también al costo marginal de la barra de retiro. Sobre esta base, el Coordinador elabora un cuadro de pagos entre generadores, compensando a aquellos que resultan excedentarios (inyectaron más energía que la necesaria para cubrir sus contratos) con cargos a aquellos deficitarios (inyectaron menos energía que la demandada por sus contratos).

Adicionalmente, el mecanismo de balance económico operado por el Coordinador Eléctrico Nacional no solo permite compensar saldos entre generadores, sino que también actúa como vehículo de recaudación para diversos cargos regulados del sistema eléctrico. Entre estos se incluyen, por ejemplo, los ingresos tarifarios destinados a empresas transmisoras, los pagos por servicios complementarios, y los cargos asociados a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMG/PMGD) entre otros. Estos ítems son calculados y aplicados por el Coordinador como ajustes dentro del cuadro de pagos, y luego deben ser traspasados por los generadores a los respectivos beneficiarios finales.

Es importante destacar que, en esta instancia, no existe una recaudación centralizada ni pagos desde los consumidores finales, ya que los pagos del balance económico de energía se realizan directamente entre empresas generadoras, en base a las diferencias físicas y contractuales.

En paralelo, cada generador o suministrador es responsable de facturar a sus clientes libres o distribuidoras por los retiros de energía asociados a sus contratos de suministro, de acuerdo con los precios pactados en dichos contratos.

1.3.9. Pagos por SSCC

En el caso de los SSCC, existen dos metodologías principales de pago por su prestación. La primera corresponde a la infraestructura existente que ya cuenta con capacidad para proveer estos servicios. En este caso, los costos se incorporan en el balance mensual de energía que realiza el Coordinador, remunerándose los servicios efectivamente prestados por las distintas empresas generadoras. La distribución de dichos costos se realiza a prorrata de los retiros de energía de cada empresa para abastecer a sus clientes.

La segunda metodología aplica a la infraestructura nueva, instalada específicamente para proveer un servicio complementario, ya sea mediante procesos de licitación o por instrucción directa del Coordinador cuando se requiere equipamiento adicional. En este caso, los costos se asignan a la demanda a través de cargos únicos de transmisión, cuya recaudación corresponde al suministrador de cada cliente: los generadores en el caso de clientes libres y las distribuidoras en el caso de clientes regulados. La recaudación presenta un desfase de dos meses respecto de los cobros, lo que puede generar superávits o déficits

transitorios en las empresas. Sin embargo, dichos desajustes se regularizan de forma semestral, con el fin de minimizar diferencias acumuladas y asegurar una liquidación equilibrada.

1.4. Pagos por Potencia de Suficiencia

El Coordinador Eléctrico Nacional realiza mensualmente un balance de potencia de suficiencia, a través de un mecanismo análogo al cuadro de pagos utilizado para energía. En este proceso se determina la posición de cada agente, clasificándolos como excedentarios o deficitarios en potencia, según sus compromisos contractuales y su capacidad acreditada, todo ello valorizado al precio nodal de potencia correspondiente.

Este precio nodal es calculado por la CNE y actualizado semestralmente, a partir de un estudio técnico elaborado por un consultor independiente. Dicho estudio identifica la unidad generadora más económica capaz de suministrar potencia de punta, que históricamente ha sido una turbina de gas (TG) de 70 MW, por representar la opción más eficiente en términos de costo para garantizar la suficiencia del sistema.

El objetivo de este esquema es asegurar la disponibilidad de capacidad firme en el SEN para enfrentar condiciones críticas de demanda, especialmente en las horas de mayor requerimiento. Aunque los pagos se efectúan de manera mensual, la remuneración efectiva a los generadores se ajusta ex post, considerando parámetros anuales como la demanda efectiva y otros factores regulados. En consecuencia, una vez finalizado el año tarifario, el Coordinador recalcula los parámetros y publica los informes de reliquidación de potencia de suficiencia, los cuales corrigen los pagos realizados en función de la información observada. Estos informes suelen publicarse en marzo del año siguiente, y resultan esenciales para cerrar correctamente la liquidación del mecanismo.

Cabe destacar que en este esquema no existe una recaudación centralizada, ya que los traspasos se realizan entre generadores, mientras que estos, en paralelo, facturan la potencia de suficiencia a sus contratos de suministro en función de sus responsabilidades contractuales.

2. Estrategia de Flexibilidad

La Estrategia de Flexibilidad para el SEN constituye una hoja de ruta desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile, en conjunto con la CNE, el CEN y una comisión asesora de expertos, con la colaboración de la Agencia Internacional de Energía. Su formulación responde a la necesidad de dotar al SEN de capacidades operativas y de mercado adecuadas para enfrentar los desafíos asociados a la transición energética en curso y que tienen relación con la creciente penetración de ERV, el retiro progresivo de centrales de base que aportan inercia y nivel de cortocircuito, el aumento de la generación distribuida, la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, la electrificación de nuevos sectores como la movilidad eléctrica y una mayor participación de la demanda en el mercado.

2.1. Definición de flexibilidad adoptada en la Estrategia

La Estrategia define el concepto de flexibilidad como:

Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional.

“la capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo”

La definición adoptada en la Estrategia de Flexibilidad se alinea ampliamente con los consensos internacionales. Al igual que la mayoría de las definiciones analizadas en el Capítulo II —como IEA, IRENA, EEA/ACER y CAISO—, reconoce que la flexibilidad implica la capacidad del sistema eléctrico para gestionar tanto la variabilidad como la incertidumbre en generación y demanda, considerando múltiples escalas de tiempo. Este enfoque temporal amplio la emparenta con las definiciones más completas, que entienden la flexibilidad como una característica sistémica transversal, no limitada a un horizonte operativo específico.

Además, la estrategia chilena añade dos criterios fundamentales: que la respuesta del sistema debe ser segura y económica. Esto la aproxima especialmente a la definición de la IEA, que también enfatiza la confiabilidad y la costo-efectividad, integrando una dimensión técnica y otra económica. No obstante, a diferencia de definiciones como la de IRENA, la estrategia chilena no hace una referencia explícita a la integración de energías renovables variables, aunque este objetivo está implícito en su contexto.

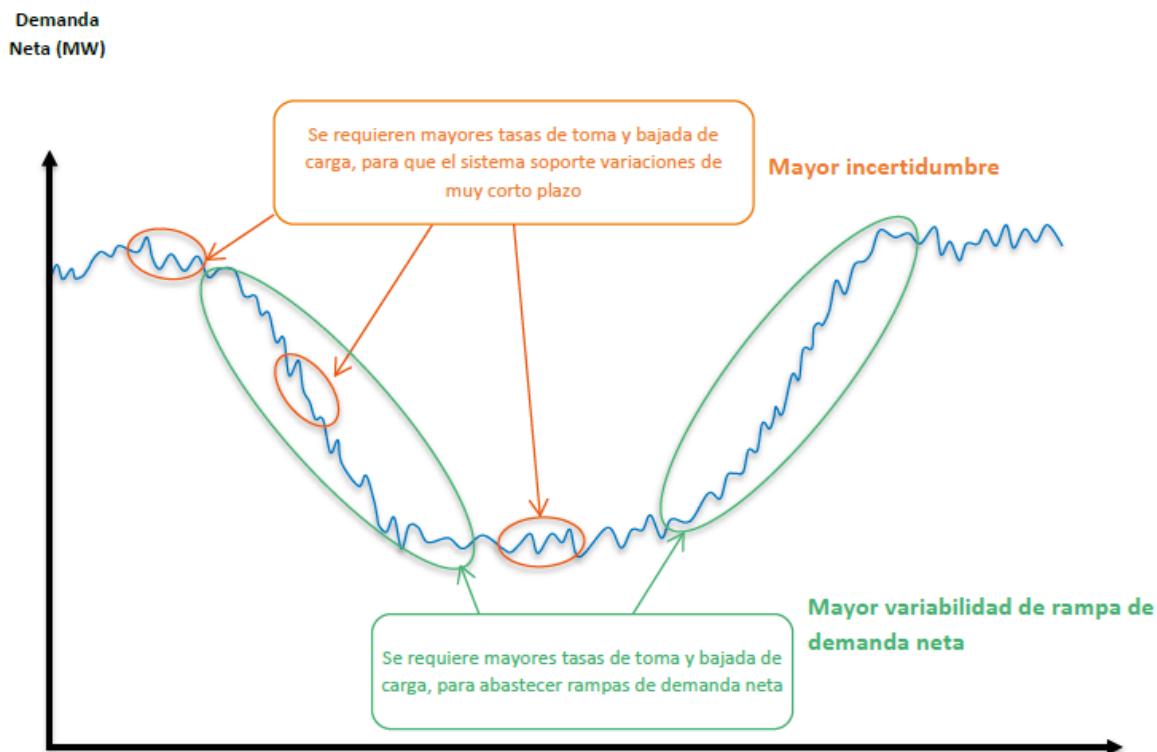
A diferencia de Ofgem, que define la flexibilidad desde una lógica de respuesta a precios y señales de mercado, la estrategia chilena adopta una perspectiva más sistémica y regulatoria. Tampoco enfatiza la coordinación regional ni el uso de todos los recursos disponibles como lo hacen EEA/ACER, aunque sí comparte el enfoque de robustez sistémica. Finalmente, aunque CAISO entrega una visión más operativa y detallada, centrada en herramientas como rampas o almacenamiento, ambas definiciones coinciden en valorar la capacidad de adaptación del sistema como eje central.

Luego, la definición chilena se sitúa en una posición intermedia: es suficientemente general para abarcar múltiples dimensiones del concepto, pero también incorpora criterios claros de seguridad y eficiencia económica, lo que la vuelve coherente con los estándares internacionales, como los de la IEA y EEA/ACER.

2.2. Diagnóstico de la situación actual

Según los análisis de la Estrategia de Flexibilidad, se identificaron dos fenómenos operativos clave que requieren gestión ilustrados en Figura 47: mayor variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico, las que se manifiestan principalmente como (a) fluctuaciones de corto plazo, por la imprevisibilidad de la generación y la demanda; y (b) rampas asociadas a cambios en la demanda neta. Ambos casos implican que el sistema debe operar enfrentando altos niveles de incertidumbre y variabilidad.

Figura 47. Imagen ilustrativa de los fenómenos de flexibilidad operativa



Fuente: Estrategia de Flexibilidad

Los mayores niveles de incertidumbre y variabilidad complejizan la coordinación entre generación y demanda, y exigen modernizar el diseño de mercado, los instrumentos de remuneración y la normativa técnica vigente.

Al respecto, en el diagnóstico entregado por la Estrategia podría agruparse en los cuatro ámbitos ilustrados en Figura 48 y descritos a continuación:

Figura 48. Diagnóstico de la Flexibilidad



Fuente: Elaboración GME

a) Ámbito Técnico

El diagnóstico identifica que la creciente penetración de ERV, como la solar y la eólica, introduce mayores niveles de variabilidad e incertidumbre en la generación eléctrica. Esta característica demanda recursos técnicos y operativos capaces de brindar respuestas rápidas y flexibles para mantener la estabilidad del sistema.

Asimismo, se advierte una disminución progresiva de la inercia y de la potencia de cortocircuito, producto del retiro de unidades de generación sincrónica de base. Esta reducción compromete la estabilidad y la calidad del servicio eléctrico, por lo que se hace imprescindible contar con medidas compensatorias que garanticen un nivel adecuado de robustez sistémica.

En este contexto, se destaca la necesidad de incorporar nuevas tecnologías como sistemas de almacenamiento de energía, herramientas avanzadas de control, gestión inteligente y mecanismos de respuesta de la demanda, que permitan sostener la seguridad operativa en múltiples escalas temporales.

Finalmente, se detectan limitaciones en los procesos de programación y operación en tiempo real, evidenciando la necesidad de fortalecer metodologías de planificación y pronóstico, así como de modernizar herramientas que soporten escenarios de operación cada vez más dinámicos y con presencia de recursos distribuidos.

b) Ámbito Regulatorio

Desde el punto de vista regulatorio, la Estrategia de Flexibilidad revela una obsolescencia parcial del marco normativo vigente, el cual fue concebido para un sistema eléctrico con predominancia de generación convencional y una demanda pasiva. Actualmente, este

marco no contempla de forma integral la integración de recursos flexibles como el almacenamiento de energía a gran escala, la alta penetración de ERV ni la gestión activa de la demanda.

Se observa una insuficiencia en normas técnicas y procedimientos operativos, los cuales requieren ser actualizados y complementados para permitir la conexión, integración y operación coordinada de nuevas tecnologías, incluyendo microrredes, vehículos eléctricos y soluciones innovadoras.

El diagnóstico también resalta la falta de mecanismos específicos para habilitar proyectos piloto y pruebas tecnológicas, limitando así la posibilidad de realizar ensayos controlados y escalables de soluciones emergentes.

Adicionalmente, se enfatiza la necesidad de modernizar los estándares de calidad y seguridad del suministro, de manera que reflejen las nuevas condiciones operativas de un sistema más dinámico y flexible.

c) Ámbito de Mercados

En el ámbito de mercado, se identifica que las señales económicas actuales resultan insuficientes para valorar adecuadamente los atributos de flexibilidad y para incentivar inversiones en recursos con capacidad de respuesta rápida.

Los mecanismos de licitación y subastas de SSCC presentan deficiencias y rigideces que dificultan la atracción de soluciones tecnológicas flexibles y su adaptación a necesidades dinámicas del sistema.

Asimismo, se evidencia una falta de señales de mercado de largo plazo, lo que genera incertidumbre para los agentes interesados en invertir en capacidad flexible, como almacenamiento de energía y soluciones de respaldo.

Por último, se constata una participación limitada de la demanda en los mercados, debido a la carencia de esquemas y herramientas específicas que permitan habilitar la oferta de flexibilidad por parte de los consumidores finales.

d) Ámbito Institucional y de Gobernanza

El diagnóstico subraya la importancia de fortalecer la coordinación institucional y la gobernanza para garantizar la implementación efectiva de medidas de flexibilidad. En particular, se señala la necesidad de reforzar el rol del Coordinador, dotándolo de mayores atribuciones, capacidades técnicas y herramientas para operar en un entorno más complejo, con múltiples actores y recursos distribuidos.

Asimismo, se destaca la importancia de contar con capacidades técnicas y recursos humanos especializados en todos los organismos involucrados en la planificación, operación y supervisión del sistema eléctrico flexible.

Se propone implementar prácticas robustas de monitoreo y supervisión de resultados, a fin de evaluar la efectividad de las medidas adoptadas y realizar ajustes oportunos.

Se releva la colaboración interinstitucional entre el Ministerio de Energía, la CNE, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y otros actores relevantes, como factor clave para una implementación coherente y eficiente.

Finalmente, se enfatiza la participación de la ciudadanía y de los actores del sector, promoviendo espacios de diálogo y consulta que favorezcan la confianza y la legitimidad de los cambios regulatorios y tecnológicos necesarios para habilitar la flexibilidad del SEN.

2.3. Ejes y medidas adoptados

Se articularon doce medidas de acción, organizadas en tres ejes estratégicos complementarios:

- Eje 1: Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible. Se orienta a perfeccionar los mecanismos de remuneración de suficiencia, establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven tecnologías flexibles, asegurar niveles adecuados de inercia y potencia de cortocircuito y fortalecer el monitoreo del mercado de Servicios Complementarios.
- Eje 2: Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles. Éste busca actualizar la regulación para reconocer plenamente el aporte de los sistemas de almacenamiento a la suficiencia y flexibilidad, mejorar su programación operativa, incorporarlos adecuadamente en la planificación de la transmisión y facilitar la ejecución de proyectos piloto.
- Eje 3: Operación flexible del sistema. Persigue optimizar la señal del costo marginal de la energía, perfeccionar los procesos de programación de la operación, robustecer la operación en tiempo real y establecer procedimientos claros para el tratamiento de desvíos de generación y demanda.

La ejecución de estas medidas considera la actualización de normas técnicas, reglamentos y procedimientos operativos, además de instancias participativas para incorporar la visión de los distintos actores del sector eléctrico. En conjunto, estas acciones buscan garantizar que el SEN avance hacia una operación más flexible, resiliente y alineada con los compromisos de descarbonización y carbono neutralidad del país.

La siguiente tabla resume los principales aspectos relacionados con cada medida propuesta en la estrategia de flexibilidad.

Tabla 15. Medidas propuestas en la Estrategia de Flexibilidad

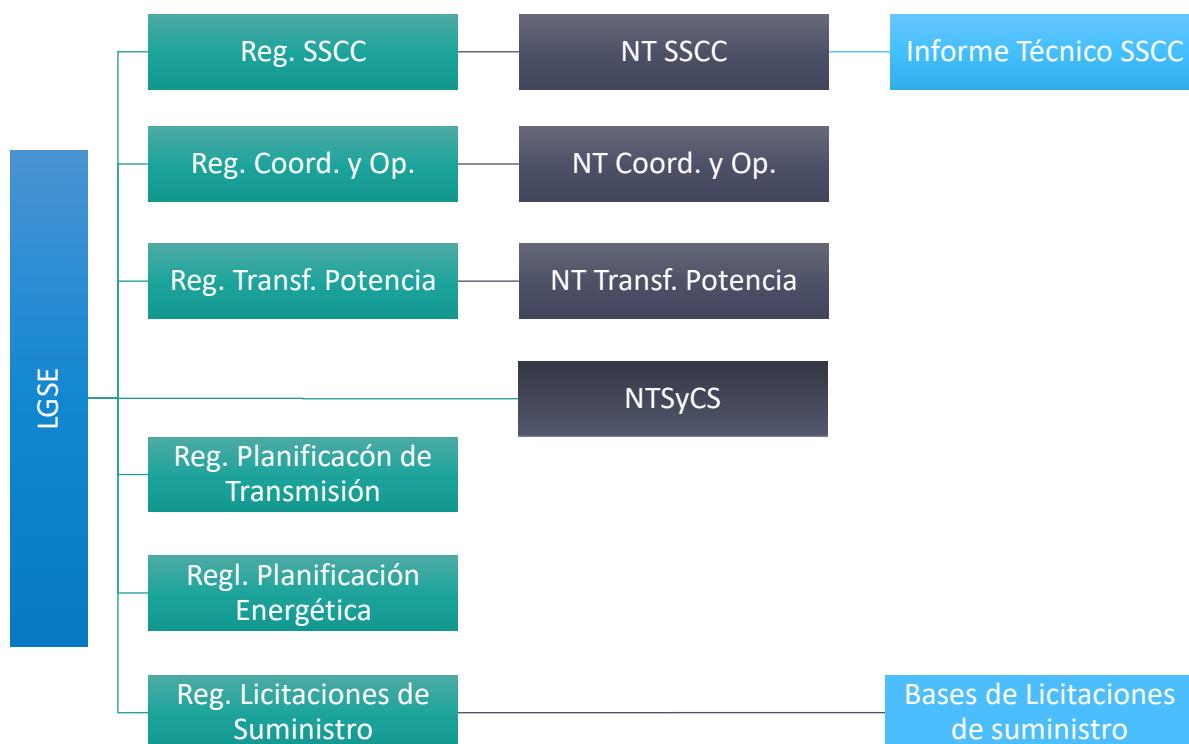
Eje	Medida	Objetivo de la Medida	Acciones Regulatorias	Otras Acciones
Eje 1: Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible	Medida1: el mecanismo de remuneración de suficiencia	Adeuar la señal de remuneración para incentivar recursos flexibles.	Reglamento de Potencia + NT de Potencia	—
	Medida2: Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad	Generar señales de mercado estables que promuevan inversión en flexibilidad.	Reglamento de Potencia + NT de Potencia	—
	Medida3: Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro	Asegurar recursos técnicos que mantengan la estabilidad del sistema.	—	Evaluación técnico-económica de inercia y cortocircuito; análisis de soluciones tecnológicas
	Medida4: Monitorear y evaluar el mercado de SSCC	Monitorear y optimizar el desempeño del mercado de SSCC.	—	Monitoreo continuo y reportes sobre desempeño del mercado SSCC
Eje 2: Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles	Medida5: Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema	Reconocer explícitamente el valor del almacenamiento para la suficiencia y flexibilidad.	Reglamento de Potencia + NT de Potencia	—
	Medida6: Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento	Optimizar la operación de almacenamiento mediante mejores procedimientos.	RCO del SEN + NT de Programación de la Operación + NT de Funciones de Control y Despacho	—
	Medida7: Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos	Incorporar el almacenamiento en la planificación y en mercados competitivos.	Reglamento de Planificación de la Transmisión + RCO del SEN	—
	Medida8: Permitir la incorporación de proyectos piloto	Facilitar la implementación de proyectos piloto para innovación tecnológica.	RCO del SEN (se define un procedimiento específico)	Habilitación y seguimiento de proyectos piloto
Eje 3: Operación flexible del sistema	Medida9: Perfeccionar la señal del costo marginal de energía	Mejorar la señal de precio marginal para reflejar condiciones de escasez o abundancia.	RCO del SEN + NT de Costos Marginales + NT de Costos Variables + NT de Transferencias Económicas	—
	Medida10: Perfeccionar el proceso de programación de la operación	Optimizar la programación operativa para mayor flexibilidad y eficiencia.	RCO del SEN + NT de Programación de la Operación + NT de Programación y Coordinación de Unidades GNL + NT de Seguridad y Calidad de Servicio	—
	Medida11: Perfeccionar la operación en tiempo real	Fortalecer la operación en tiempo real para una respuesta ágil ante imprevistos.	RCO del SEN + nueva NT de Funciones de Control y Despacho	Optimización continua de herramientas en tiempo real
	Medida12: Tratamiento de desvíos de generación y demanda	Definir procedimientos claros para el manejo de desvíos de generación y demanda.	NT de Programación de la Operación	Monitoreo y publicación del desempeño de pronósticos y seguimiento de instrucciones

Fuente: Elaboración GME

3. Descripción de la Regulación Vigente

En esta sección presenta las principales normativas de marco regulatorio relacionadas con flexibilidad. Específicamente, se analizan los aspectos contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), reglamentos, normas técnicas y otros instrumentos de menor rango afines para identificar.

Figura 49. Elementos del marco normativo relacionados con Flexibilidad



Fuente: Elaboración GME

3.1. Principales Reformas de la Ley en materia de flexibilidad

La LGSE, mediante sucesivas reformas —particularmente las Leyes 20,936 (2016), 21,505 (2022) y 21,721 (2024)— ha fortalecido significativamente el marco normativo para dotar al SEN de mayor flexibilidad operativa, resiliencia y capacidad de adaptación frente a la creciente penetración de energías renovables variables y la descarbonización progresiva de la matriz.

La Ley 20,936, publicada en julio de 2016, significó una reforma estructural del sistema eléctrico chileno al establecer un nuevo sistema de transmisión y crear el CEN. Esta ley reemplazó el esquema de transmisión troncal y de subtransmisión por una clasificación más moderna, compuesta por sistemas de transmisión nacional, zonal y polos de desarrollo de generación. Asimismo, la ley dotó al sistema eléctrico de un organismo técnico, autónomo y sin vínculos con actividades de generación, transmisión o distribución,

encargado de coordinar la operación del sistema eléctrico, velar por la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica y asegurar el acceso abierto a las redes. Adicionalmente, fortaleció el marco normativo de prestación de servicios complementarios, exigiendo a los actores del sistema poner a disposición del Coordinador los recursos necesarios para la operación segura y confiable del suministro eléctrico.

Posteriormente, la Ley 21,505, promulgada en noviembre de 2022, profundizó la modernización del marco regulatorio al promover explícitamente el desarrollo y la integración de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Esta ley incorporó a los sistemas de almacenamiento como instalaciones coordinadas, sujetos a los mismos estándares operativos y regulatorios que los medios de generación convencionales. Además, reconoció la relevancia del almacenamiento distribuido y su rol en la optimización de la inyección de energía, reforzando así la flexibilidad del sistema para gestionar la creciente penetración de energías renovables y la movilidad eléctrica. Con ello, se impulsó la adopción de tecnologías emergentes y se habilitó un marco normativo para su adecuada integración técnica y económica en la red eléctrica nacional.

En complemento a lo anterior, la Ley 21,721, publicada en diciembre de 2024, introdujo ajustes específicos a la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transmisión eléctrica, con el objetivo de dotar de mayor agilidad y adaptabilidad a los procesos de planificación y ejecución de obras de expansión. Esta normativa incorporó los sistemas de almacenamiento como parte integral de la infraestructura que puede conectarse a través de redes de distribución, estableciendo asimismo criterios diferenciados para la evaluación y priorización de proyectos de transmisión zonal, considerando factores como el impacto sistémico, la capacidad y la ubicación geográfica. Destaca especialmente la creación de un procedimiento excepcional para autorizar la ejecución de obras urgentes y necesarias fuera del proceso regular de planificación, estableciendo límites anuales para su valorización, a fin de responder oportunamente a contingencias del sistema y garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

3.1.1. Aspectos clave de flexibilidad incorporados en la LGSE

A continuación, se describen los principales elementos legales vinculados con la flexibilidad, indicando sus fundamentos normativos y el contexto de su incorporación.

a) Principios de coordinación y seguridad operativa

El artículo 72°-1 de la LGSE, introducido por la Ley 20,936, establece los principios rectores de la coordinación de la operación del sistema eléctrico. Este artículo define que la operación debe orientarse a preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones y asegurar el acceso abierto a las redes de transmisión. Estos principios constituyen una base regulatoria para la flexibilidad, pues habilitan acciones para que la programación y el despacho se ajusten a la variabilidad de la generación y la demanda, velando por la estabilidad y eficiencia del SEN.

b) Facultades del Coordinador para supervisar y ajustar la operación

Los artículos 72°-3 y 72°-4, incorporados por la Ley 20,936, confieren al Coordinador amplias atribuciones para coordinar técnicamente la operación del SEN, calcular costos marginales, gestionar las transferencias económicas y emitir instrucciones de operación. Asimismo, lo facultan para definir procedimientos internos, realizar auditorías, requerir

información técnica y ordenar ensayos de verificación de las instalaciones. Estas funciones permiten al Coordinador ajustar la operación en tiempo real y garantizar que todos los recursos disponibles respondan de manera eficaz a las condiciones dinámicas de la red, asegurando con ello un alto estándar de flexibilidad operativa.

c) Pago por potencia

El mecanismo de pago por potencia firme o transferencias de potencia se encuentra regulado en los artículos 149° de la LGSE. Originalmente introducido en la estructura base de la ley, este régimen fue reforzado por la Ley 20,936 al actualizar definiciones y procedimientos, y ampliado por la Ley 21,505 para incluir de forma explícita a los sistemas de almacenamiento como recursos habilitados para contribuir con potencia firme.

Este mecanismo asegura que los agentes mantengan capacidad suficiente para atender la demanda de punta, contribuyendo directamente a la flexibilidad y seguridad operativa del SEN.

d) Regulación de los SSCC

Los artículos 72°-6 y 72°-7, incorporados mediante la Ley 20,936, regulan de forma específica la provisión de SSCC. Se establece que todos los actores del sistema — denominados “coordinados”— tienen la obligación de poner a disposición del Coordinador Independiente del SEN los recursos técnicos y la infraestructura necesarios para garantizar la provisión de SSCC que permitan mantener la seguridad y calidad de la operación. En particular, el artículo 72°-7 detalla que la provisión de SSCC se puede materializar mediante licitaciones o subastas cuando existan condiciones de competencia, o bien mediante instrucción directa por parte del Coordinador cuando estas condiciones no se cumplan.

e) Integración del almacenamiento como recurso gestionable y flexible

La Ley 21,505 incorporó de forma explícita a los sistemas de almacenamiento de energía en el régimen de coordinación técnica del SEN. El artículo 72°-2 amplía la definición de coordinados para incluir estas instalaciones, imponiéndoles las mismas obligaciones de operación y provisión de servicios complementarios que a los generadores convencionales. Asimismo, el artículo 72°-17 extiende al almacenamiento las reglas relativas a la puesta en servicio y sincronización. Por su parte, el artículo 149° reconoce al almacenamiento como participante en el balance de potencia firme, habilitando su remuneración por disponibilidad, reforzando así su contribución como recurso flexible para enfrentar la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable.

f) Perfeccionamiento de los procesos de planificación y tarificación de la transmisión

La Ley 21,721 introdujo el artículo 91° bis, que faculta al Ministerio de Energía a autorizar, por decreto exento, la ejecución de obras de transmisión urgentes y necesarias fuera del proceso regular de planificación, con límites anuales de valorización. Esta medida refuerza la capacidad de respuesta del sistema de transmisión frente a contingencias, asegurando la continuidad de la operación y la adaptación de la infraestructura a escenarios cambiantes.

Sin embargo, a pesar de los perfeccionamientos introducidos por esta modificación legal,

aún persisten deficiencias relacionadas con la efectividad y eficiencia de los procesos de planificación debido a los permanentes retrasos en los procesos anuales de planificación y la ausencia de señales de localización.

g) Licitaciones de suministro

El régimen de licitaciones de suministro para clientes regulados se encuentra en los artículos 131° a 135° quarter de la LGSE. Su diseño y facultades fueron modificados principalmente por las leyes 20,805 y Ley 20,936. De la regulación de las licitaciones de suministro, resulta de especial interés el artículo 132° que faculta a la CNE a definir las bases administrativas y técnicas de cada proceso, permitiendo establecer condiciones que incentiven la incorporación de tecnologías flexibles, como la generación híbrida y el almacenamiento, mediante perfiles de inyección compatibles con la demanda y bloques horarios diferenciados.

3.2. Reglamentos

3.2.1. Reglamento de Servicios Complementarios (DS113/2017)

El Reglamento de Servicios Complementarios, aprobado mediante el Decreto Supremo N°113 del año 2017 del Ministerio de Energía, constituye el marco normativo que regula la identificación, determinación, provisión, valorización y financiamiento de los SSCC requeridos para la operación segura, eficiente y económica del SEN, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 72°-7 de la LGSE.

Este reglamento establece que los SSCC son servicios distintos de la energía y la potencia, cuya función es mantener los niveles adecuados de frecuencia, tensión, estabilidad y confiabilidad del sistema, así como permitir una respuesta eficiente ante contingencias o eventos inesperados. En el reglamento se señala que la CNE es la entidad responsable de definir, mediante resolución, los servicios que califican como SSCC y sus respectivas categorías.

El Coordinador juega un rol central en la implementación de este marco, siendo el encargado de elaborar anualmente el Informe SSCC. Este documento identifica los requerimientos de servicios para el año siguiente, cuantifica la disponibilidad de recursos técnicos existentes, y determina los mecanismos de contratación aplicables, los cuales pueden ser licitaciones, subastas o instrucciones directas, según las condiciones de competencia y el plazo de necesidad del servicio.

En cuanto a los mecanismos de provisión, el reglamento establece que los SSCC deberán, en primera instancia, ser adjudicados mediante procesos competitivos. Las licitaciones se aplican cuando se requiere nueva infraestructura o hay un horizonte temporal razonable para su implementación, mientras que las subastas se utilizan en casos de necesidad inmediata. Excepcionalmente, cuando no existan condiciones de competencia suficientes o los procesos hayan sido declarados desiertos, el Coordinador puede instruir directamente la prestación o instalación del servicio.

El esquema de remuneración contempla el reconocimiento de componentes fijos por disponibilidad y variables por activación efectiva del servicio. En los casos donde los SSCC sean instruidos directamente, la valorización se realiza sobre la base de un Estudio de Costos, que debe ser elaborado por el CEN y aprobado por la CNE, con una frecuencia

cuatrienal. Este estudio debe considerar los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento, incluyendo mecanismos de ajuste en función de desempeño y disponibilidad.

Para el financiamiento de estos servicios, el reglamento establece un cargo único que es asignado a los usuarios finales en proporción a su consumo. Esta fórmula busca distribuir los costos del sistema de manera uniforme, sin considerar por ahora distinciones por tipo de usuario o su contribución relativa a la necesidad de SSCC.

El reglamento también habilita la participación de diversos actores y tecnologías en la provisión de SSCC, incluyendo generadores, sistemas de almacenamiento, consumidores finales a través de mecanismos de respuesta de demanda, y nueva infraestructura desarrollada especialmente para tales fines. La habilitación de estos recursos está sujeta a un proceso obligatorio de verificación técnica, mediante el cual el Coordinador evalúa su capacidad para cumplir con las exigencias del servicio y emite un Documento de Verificación que los habilita formalmente como prestadores.

3.2.2. Reglamento de Coordinación y Operación (DS125/2022)

Este reglamento regula la operación en tiempo real del SEN y define los principios y procedimientos para la coordinación de las instalaciones eléctricas por parte del CEN. Establece los criterios de seguridad, calidad y eficiencia para la operación del sistema, además de normar el despacho económico, el control de frecuencia y tensión, la gestión de restricciones y el requerimiento de servicios complementarios. Es un instrumento central desde la perspectiva técnica, ya que contiene los lineamientos operacionales que permiten evaluar qué tan flexible es el sistema y cómo se gestionan actualmente los atributos de flexibilidad, tales como rampas de generación, respuesta rápida y regulación de frecuencia.

En abril de 2025, el Ministerio de Energía sacó a consulta pública una modificación del reglamento que, entre otros aspectos, introduce un marco operativo orientado a valorizar la flexibilidad y a habilitar nuevas tipologías de recursos. En primer lugar, estandariza los parámetros económicos – Costo de Producción, Costo Variable y Costo de Oportunidad– y obliga al Coordinador a calcular y mantener actualizado este último para toda energía gestionable. En paralelo, reconoce a los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) como instalaciones reguladas: pueden incorporarse a la programación, recibir un costo de oportunidad mínimo y, si su potencia es < 9 MW, operar en régimen de Autodespacho.

Para asignar capacidad cuando varias unidades presentan el mismo costo, se incorpora un mecanismo de prorratoe (art. 45 bis) aplicable tanto en la programación ex-ante como en la operación en tiempo real (art. 126), garantizando un uso equitativo de la infraestructura de transmisión y distribución. Asimismo, se exige la implementación de herramientas automáticas de despacho económico en tiempo real y la instalación de la telemetría necesaria en un plazo máximo de 36 meses, mientras que los Coordinados disponen de 18 meses para adecuarse.

La modificación reglamentaria propone incorporar un conjunto articulado de obligaciones y estándares destinados a mejorar la exactitud de los pronósticos de generación renovable tales como:

- Ampliación del universo obligado a reportar pronósticos: se añade al art. 44 un nuevo literal x que exige a todas las instalaciones en Autodespacho informar su potencia nominal y *disponibilidad de generación pronosticada*.
- Compromiso de precisión: el art. 67 incorpora un inciso final que obliga a cada Coordinado a *minimizar el error* entre su pronóstico y la generación real.
- Estándares verificables: el art. 68 (sustituido) y el nuevo art. 76 bis ordenan que la norma técnica defina criterios, metodologías y márgenes de desviación aceptables para pronósticos individuales y centralizados, incluyendo requisitos de medición meteorológica y equipamiento.
- Retroalimentación en tiempo real: el nuevo art. 117 bis obliga al Coordinador a emplear herramientas automáticas de despacho y a los Coordinados a transmitir una *señal continua de disponibilidad*; además, el art. 125 agrega la obligación de reportar dicha disponibilidad en línea, habilitando auditoría y control.

Estas disposiciones permiten contar con datos más completos, imponen estándares de calidad y habilitan ajustes intrahorarios, reduciendo la brecha entre la proyección y la producción efectiva de las fuentes renovables variables.

Finalmente, la propuesta de modificación crea la figura del Sistema Generación-Consumo (SGC), con un capítulo dedicado que regula su programación, los modos de operación y la posibilidad de Autodespacho para excedentes ≤ 9 MW, ampliando el repertorio de recursos flexibles disponibles para el sistema.

En conjunto, las medidas establecen una señal económica coherente con la capacidad de desplazar energía en el tiempo, refuerzan la integración de almacenamiento y de nuevos esquemas industriales, y dotan al Coordinador de herramientas operativas y de información que permiten gestionar, con menor incertidumbre, la flexibilidad del SEN.

3.2.3. Reglamento de Transferencia de Potencia (DS62/2006)

El Reglamento de Transferencias de Potencia, establecido mediante el Decreto Supremo N°62 de 2006 del Ministerio de Economía y modificado mediante el Decreto Supremo 70 de 2023, regula los procedimientos para la determinación, valorización y liquidación de las transferencias de energía y potencia entre empresas coordinadas que participan en el SEN. Su aplicación es fundamental para asegurar una operación económicamente eficiente y técnicamente confiable del sistema interconectado.

Este marco normativo establece que el Coordinador es el ente responsable de calcular, de manera centralizada, las transferencias netas de energía y potencia que ocurren entre empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. Estas transferencias no son resultado de contratos bilaterales, sino que emergen como consecuencia natural de la operación coordinada del sistema. La valorización de las transferencias de energía se realiza sobre la base del costo marginal horario, es decir, el costo eficiente de generar una unidad adicional de energía en un nodo del sistema, considerando las restricciones técnicas, pérdidas en la red y la disponibilidad de recursos.

En el caso de la potencia, las transferencias entre empresas se determinan en función de la demanda máxima registrada en cada barra del sistema. Su valorización se basa en el valor de potencia de suficiencia que establece la CNE, reflejando el costo de inversión en

capacidad firme necesaria para garantizar el suministro en condiciones de máxima exigencia.

El reglamento también detalla los mecanismos para la liquidación económica mensual de estas transferencias, estableciendo normas claras para los pagos entre empresas, los ajustes retroactivos por errores materiales y la resolución de discrepancias a través del Panel de Expertos. Asimismo, obliga al Coordinador a publicar los resultados de la liquidación, resguardar la trazabilidad de los datos y mantener registros disponibles para auditoría.

3.2.4. Reglamento de Licitaciones de Suministro (DS106/2016)

El Decreto Supremo 106/2016 del Ministerio de Energía fija el reglamento de licitaciones de suministro que obliga a las distribuidoras a contratar, mediante procesos públicos coordinados por la CNE, toda la energía y potencia para clientes regulados bajo principios de transparencia, no discriminación y eficiencia. Establece tres modalidades de licitación—Largo Plazo (hasta 20 años), Corto Plazo y Excepcionales de Corto Plazo.

Entre otros aspectos, el reglamento detalla la estructura mínima de las Bases (bloques de suministro con hasta 10 % de variación anual, sub-bloques, criterios de evaluación, garantías e indexación) y una secuencia anual que parte con proyecciones semestrales de demanda, sigue con un Informe de Licitaciones de la CNE y culmina en adjudicaciones públicas.

3.2.5. Reglamento de Planificación de la Transmisión (DS37/2019)

El Decreto Supremo 37 de 2019 del Ministerio de Energía aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión y configura un marco regulatorio altamente especializado. Este reglamento establece el régimen de acceso abierto, público y no discriminatorio para todas las categorías de instalaciones – sistema nacional, sistemas zonales, polos de desarrollo, instalaciones dedicadas e interconexiones internacionales –, define un proceso anual de planificación centralizada sustentado en análisis de costo-beneficio social que culmina en la emisión del Decreto de Expansión.

El reglamento sistematiza el procedimiento íntegro de conexión: requisitos de la Solicitud de Autorización de Conexión, constitución de garantías pecuniarias, emisión gradual de informes (preliminar, final y definitivo) por parte del Coordinador, y asignación de costos de estudios, obras y derechos de uso. Asimismo, el Reglamento regula las ampliaciones, refuerzos y adecuaciones de subestaciones y líneas; habilitas conexiones provisorias y un régimen extraordinario para obras necesarias y urgentes fuera del ciclo ordinario de planificación. Finalmente, dispone el cálculo y actualización periódica de la capacidad técnica disponible en instalaciones dedicadas, establece las reglas para su arrendamiento a terceros y mandata al Coordinador a garantizar la transparencia y publicidad de toda la información técnica y económica relevante, consolidando así un marco normativo integral que soporta el desarrollo, expansión y operación eficiente de la infraestructura de transmisión del SEN.

Las disposiciones contenidas en este reglamento deben ser actualizadas conforme lo establecido en la ley de transición energética, Ley 21,721, recientemente publicada.

3.2.6. Reglamento de la Planificación Energética (DS134/2016)

El Decreto Supremo 134 de 2016, fija el marco para la Planificación Energética de Largo Plazo: obliga al Ministerio de Energía a elaborar cada cinco años un plan con horizonte mínimo de 30 años que proyecte oferta-demanda, optimice generación-almacenamiento-transmisión e identifique polos de desarrollo; además regula la elaboración de escenarios, las etapas de informes y la incorporación de la Evaluación Ambiental Estratégica. Adicionalmente, este reglamento establece mecanismos de transparencia y participación —registro de interesados, audiencias públicas y observaciones vinculantes— y articula la planificación nacional con planes energéticos regionales, asegurando coherencia regulatoria y señales claras para la inversión en la transición energética del SEN.

3.3. Normas Técnicas

3.3.1. Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC)

Aprobada mediante Resolución Exenta N°786/2019 y modificada por Resolución Exenta N°442/2020 de la CNE, la NTSSCC constituye el marco técnico-operativo que detalla y especifica los lineamientos establecidos en la LGSE y en el Reglamento de SSCC. Este instrumento establece de manera precisa las exigencias de diseño, instalación y operación de los recursos técnicos que participan en la provisión de cada servicio complementario. Además, regula los procedimientos para la determinación de los requerimientos de SSCC, los procesos de subastas y licitaciones, la verificación de instalaciones y la supervisión continua del desempeño, asegurando que las prestaciones cumplan con estándares de seguridad, calidad y eficiencia económica para todo el SEN.

3.3.2. Norma Técnica de Coordinación de la Operación (NTCyO)

La NTCyO se articula en cinco capítulos que, en conjunto, enlazan la gestión técnica del SEN con su liquidación financiera.

El capítulo de Disposiciones Generales fija el mandato, el ámbito de aplicación y la terminología oficial; en él se asignan al Coordinador Independiente las funciones de recopilar, verificar y publicar información, mientras que los Coordinados deben entregar datos veraces y oportunos. Estos principios de trazabilidad y transparencia son la piedra angular de todo el marco normativo.

El capítulo de Determinación de los Costos Marginales describe el algoritmo que calcula el Costo Marginal Real cada quince minutos, especifica los datos eléctricos que lo alimentan y establece los plazos y el formato con que estos precios deben publicarse, de modo que la señal *spot* refleje con fidelidad las restricciones de la red y los costos variables declarados.

A su vez, el capítulo de Transferencias Económicas y Coordinación de Mercado rige la liquidación del Mercado de Corto Plazo: pagos por energía, potencia y Servicios Complementarios, el mecanismo de Pagos Laterales para costos no cubiertos, las garantías financieras exigidas a los agentes y el procedimiento de reliquidaciones, garantizando coherencia entre los precios resultantes de la operación y los flujos monetarios del sistema.

El capítulo de Declaración de Costos Variables obliga a las Unidades Generadoras Térmicas y a los Recursos Gestionables a informar sus Costos de Combustible, Costos Variables No

Combustibles y Costos de Partida y Detención. La norma establece formatos, plazos y auditorías para verificar estos valores, asegurando que la optimización y la liquidación se basen en datos trazables y consistentes.

Por último, el capítulo de Programación de la Operación define la planificación jerárquica que el Coordinador ejecuta desde el horizonte de 60 meses hasta la intradía. En cada etapa se integran los costos validados, los pronósticos de generación y demanda, y las restricciones de red para obtener los programas de inyección, reservas y costos marginales programados, todo ello con obligaciones explícitas de publicación y con indicadores de calidad para los pronósticos que retroalimentan el proceso de mejora continua. Entre otros aspectos, el capítulo de Programación de la Operación establece un sistema de análisis predictivo que abarca toda la cadena de balance: obliga a los Coordinados a enviar Pronósticos de Generación y Proyecciones de Demanda, que el Coordinador consolida en Pronósticos Centralizados para renovables, caudales hídricos y demanda—con horizontes de 48 h e intradía, 10 días (PCP) y hasta 60 meses (PLP) según la etapa. Estos pronósticos se almacenan en bases de datos históricas (≥ 10 años) y se publican junto con los supuestos utilizados. La norma exige medir su precisión mediante indicadores estadísticos, fija desvíos máximos—por ejemplo, 11 % para solar y 17 % para eólico a 48 h—y ordena al Coordinador difundir mensualmente un ranking de calidad y los desvíos de generación, caudales y demanda. Además, cada cuatro años debe contratar un estudio externo que revise las metodologías y proponga mejoras, integrando avances tecnológicos.

3.3.3. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

Es la base de exigencias mínimas de diseño y operación segura; complementa la NTSSCC porque establece parámetros de frecuencia, tensión y estabilidad que definen atributos de flexibilidad.

3.4. Otros Instrumentos

3.4.1. Informe de Servicios Complementarios (ISSCC)

Publicado anualmente por el Coordinador Eléctrico Nacional, aplica de manera práctica los lineamientos legales y técnicos al definir cada año los servicios requeridos, cuantificar los recursos necesarios, programar su provisión y establecer el mecanismo de contratación más adecuado —licitación, subasta o instrucción directa— según las condiciones de competencia. Para ello, se basa en estudios actualizados de demanda, capacidad disponible, incorporación de nuevas tecnologías y análisis específicos de control de frecuencia, tensión y reservas operacionales. Esta planificación dinámica permite dimensionar de forma precisa los recursos para una operación segura y flexible, optimizando la integración de generación renovable, almacenamiento y equipamientos de soporte. Así, la provisión de SSCC se ajusta cada año para responder a la evolución de la red y garantizar la continuidad y eficiencia del SEN.

El Informe de Servicios Complementarios 2025 incorpora varias mejoras relevantes respecto a versiones anteriores, reflejando la madurez del esquema de provisión de estos servicios en un contexto de alta integración de energías renovables y nuevos sistemas de almacenamiento. Entre sus novedades, destaca la incorporación de los resultados de procesos de licitación recientes, como el de Control de Tensión por Potencia de

Cortocircuito, que permitió cubrir casi la totalidad de los requerimientos mediante contratos competitivos de largo plazo. Asimismo, el informe profundiza en el análisis de condiciones de competencia de mercado para cada categoría de servicio, utilizando indicadores específicos como el RSI (Residual Supply Index) y el HHI (Herfindahl-Hirschman Index), lo que permite definir con mayor rigor cuándo aplicar subastas, licitaciones o instrucciones directas.

Otra innovación importante es la consideración explícita de tecnologías de almacenamiento (BESS) y otras soluciones flexibles, ajustando metodologías para reconocer adecuadamente su costo de oportunidad en la provisión de SSCC. Además, el Informe 2025 refuerza la calendarización detallada de cada servicio, zona por zona, y actualiza los requerimientos técnicos a la luz de estudios recientes de control de frecuencia, tensión y contingencias. Estos elementos aseguran una planificación más precisa, una asignación eficiente de recursos y mayor flexibilidad operativa, aspectos fundamentales para sostener la seguridad y eficiencia del SEN en su proceso de transición energética.

3.4.2. Bases de licitación de suministros

Las bases definitivas del último proceso de licitación establecidas mediante la Resolución Exenta N.º 221, de 30 de abril de 2025, de la CNE establecen, entre otros aspectos, los siguientes:

a) Bloque de Suministro:

La licitación ofrece un único Bloque de Suministro N.º 1 que representa el compromiso máximo de energía y potencia que las distribuidoras reguladas contratarán entre el 1 de enero de 2027 y el 31 de diciembre de 2030. Dicho bloque se compone de sub-bloques anuales que, a su vez, contienen dos partes: una componente Base (95% de la energía comprometida) y una componente Variable (5%), destinada a absorber incrementos inesperados de demanda.

b) Segmentación Zonal-Horaria:

Para reflejar las particularidades geográficas y los perfiles de carga diarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Bloque de Suministro se desagrega en cuatro zonas eléctricas:

- **Zona 1 (norte):** barras desde Parinacota 220 kV hasta Los Vilos 220 kV.
- **Zona 2 (centro):** barras entre Nogales 220 kV y Rapel 220 kV.
- **Zona 3 (sur):** barras desde Itahue 220 kV hasta Cautín 220 kV.
- **Zona 4 (austral):** suministros de las distribuidoras Saesa, Cooprel, Luz Osorno y Crell.

Cada zona se fracciona, a su vez, en tres bloques horarios: A (00:00–07:59 h y 23:00–23:59 h), B (08:00–17:59 h) y C (18:00–22:59 h), de modo que los oferentes puedan presentar precios diferenciados según franja horaria.

c) Puntos eléctricos (Oferta y Compra):

Los precios se declaran en cuatro Puntos de Oferta situados en barras de 220 kV representativas de cada zona: Atacama (Z1), Alto Jahuel (Z2), Charrúa (Z3) y Melipulli (Z4). El pago final se realiza en los Puntos de Compra, definidos como todas las barras o

nudos de retiro que aparezcan en el decreto de precios de nudo de corto plazo vigente al momento de la facturación. Para cada barra de compra, el precio resultante se obtiene multiplicando el precio en el Punto de Oferta por los factores de modulación de energía y potencia que publica la CNE.

d) Precio, indexación y remuneración

- **Energía.** Cada proponente oferta un precio base de energía en US\$/MWh en su Punto de Oferta. Ese precio se reajusta semestralmente mediante una fórmula que pondera la variación del Henry Hub (Index 1) y del CPI-EE.UU. (Index 2); los coeficientes de ponderación (a_1, a_2) deben sumar 1. El mecanismo de evaluación utiliza un Precio Nivelado que descuenta al 10 % anual las proyecciones de dichos índices durante los cuatro años de suministro.
- **Potencia.** En horas de punta, la potencia se remunera al valor nudo fijado en el D.S. 1T/2025: 9.2274 US\$/kW-mes (Atacama), 8.5554 US\$/kW-mes (Alto Jahuel), 7.2158 US\$/kW-mes (Charrúa) y 8.2797 US\$/kW-mes (Melipulli). Estos valores se trasladan a cada Punto de Compra aplicando los factores de modulación y se reajustan solo por CPI-EE.UU. según la fórmula del Anexo 9.
- **Costos sistémicos.** El adjudicatario asume íntegramente los pagos por servicios complementarios, saldos de partida-detención, sobrecostos por operación fuera de mérito, reserva hídrica e impuesto a las emisiones, los que se traspasan al precio mediante un componente específico de la fórmula de indexación.

En conjunto, este diseño pretende alinear la señal de precios con las necesidades de flexibilidad del SEN: la segmentación zonal-horaria aproxima las curvas de carga, las fórmulas de indexación reflejan los principales impulsores de costos y la inclusión de costos sistémicos internaliza externalidades operativas.

4. Entrevistas a Actores Relevantes del Sector Eléctrico

Esta sección presenta un análisis consolidado de entrevistas realizadas a expertos, académicos y representantes de instituciones clave del sector eléctrico chileno, con el propósito de profundizar en la definición, caracterización y estado actual de la flexibilidad del sistema eléctrico nacional. El objetivo principal es identificar los atributos técnicos esenciales, evaluar las brechas existentes y recoger recomendaciones para fortalecer la capacidad de respuesta ante la creciente variabilidad e incertidumbre derivadas de una matriz energética con alta participación de energías renovables.

Las entrevistas abordan temas críticos como la definición práctica de flexibilidad, sus principales atributos, diagnóstico de la situación actual, la planificación y expansión de la transmisión como habilitador clave, la participación de la demanda y generación distribuida, el rol de la digitalización y las tecnologías emergentes, así como las barreras regulatorias y propuestas de mejora normativa. A continuación, se presenta el listado de personas que participaron en las entrevistas:

Tabla 16. Participantes entrevista

Entrevistado	Rol	Institución
Renato Agurto	Socio Director	Synex Ltda.
Alex Santander	Director de Estudios y Regulación	Generadoras
Ana Lía Rojas	Directora Ejecutiva en ACERA	Acera
Danilo Zurita	Jefe Departamento Eléctrico	CNE
Erick Zbinden	Gerente Planificación y Desarrollo de la Red	CEN
Hugo Morales	Especialista en Mercados y Regulación	CNE
Daniel Olivares	Profesor Asociados	Universidad Adolfo Ibanhez
Deninson Fuentes	Subgerente de Planificación	CEN
Javier Bustos	Director Ejecutivo en ACENOR	Director Ejecutivo en ACENOR
Juan Carlos Araneda	Consultor Independiente	
Jorge Candia	Director de Estudios y Regulación	Transmisoras
Jorge Moreno	Socio Director	Inodu Ltda.
José Sanhueza	Profesional	CEN
Patricio Valenzuela	Subgerente de Operación en Tiempo Real	CEN
Rodrigo Moreno	Académico e investigador	Universidad de Chile
Sebastián Novoa	Presidente	ACEN

Fuente: Elaboración GME

4.1. Definición del concepto de flexibilidad

El análisis de las entrevistas evidencia un consenso general en torno a la definición adoptada en la estrategia de flexibilidad. Sin embargo, los entrevistados plantean una serie de observaciones que sugieren la necesidad de complementar y operacionalizar este concepto para su aplicación efectiva en el contexto nacional. A continuación, se resumen los principales elementos planteados por los entrevistados:

- e) Reconocimiento como base conceptual adecuada:** La mayoría de los entrevistados coincide en que la definición proporciona un marco conceptual válido y coherente con la evolución del sistema eléctrico chileno. Se valora su alineación con los desafíos actuales y futuros de la transición energética.
- f) Necesidad de mayor especificidad técnica y operativa:** Se observa un acuerdo transversal en que la definición resulta demasiado general para guiar la planificación y operación del sistema. Por ello, se propone complementarla con la identificación de atributos técnicos concretos, indicadores de desempeño y mecanismos de mercado que permitan medir, habilitar y remunerar efectivamente la flexibilidad.
- g) Clarificación del alcance temporal:** Varios participantes sugieren precisar los horizontes temporales cubiertos por la definición, diferenciando explícitamente las respuestas de muy corto plazo (segundos y minutos), corto plazo (horas) y mediano plazo (días), para facilitar la planificación y provisión de los servicios asociados.
- h) Incorporación de la dimensión espacial o subsistémica:** Algunos entrevistados destacan que la definición debiera considerar no solo la respuesta en el tiempo, sino también su carácter geográficamente localizado, reconociendo la necesidad de dotar de flexibilidad a zonas específicas de la red para evitar la propagación de contingencias locales.
- i) Distinción de seguridad y eficiencia como principios habilitantes:** Se plantea que los conceptos de seguridad y operación económica, si bien fundamentales,

corresponden a condiciones generales de la operación del sistema y no necesariamente forman parte del núcleo definitorio de la flexibilidad.

j) Énfasis en gestión efectiva y desempeño verificable: Se subraya que la flexibilidad debe estar respaldada por un desempeño real, medible y consistente en el tiempo. Esto requiere la definición de estándares de calidad de respuesta y mecanismos de monitoreo y control para evitar discrepancias entre la flexibilidad declarada y la efectivamente disponible en operación.

k) Necesidad de condiciones habilitantes y un marco regulatorio adecuado; Finalmente, se destaca que la efectividad de la flexibilidad depende de contar con infraestructura robusta, redes modernizadas y un marco normativo que facilite la integración, remuneración y supervisión de los atributos de flexibilidad en los distintos niveles del sistema.

Considerando estas observaciones, se propone complementar la definición de flexibilidad como sigue:

"La flexibilidad es la capacidad de un sistema eléctrico para responder de manera segura y económica a la variabilidad e incertidumbre de la generación y la demanda, en distintas escalas de tiempo —que puedes ir desde segundos hasta horas y días, dependiendo de la escala temporal que se quiera abordar— y zonas geográficas del sistema, mediante el uso de recursos y tecnologías habilitantes, conforme a estándares de desempeño y mecanismos establecidos en la normativa vigente."

La definición propuesta mantiene la coherencia conceptual con la formulación original, pero fortalece su contenido técnico al incorporar elementos adicionales clave. En primer lugar, explicita las escalas temporales relevantes —desde segundos hasta horas y días—, lo que permite una mejor alineación con los requerimientos operacionales del sistema. Además, introduce la dimensión geográfica, reconociendo que la flexibilidad también debe aplicarse de forma diferenciada según la localización dentro del sistema eléctrico.

Asimismo, la definición identifica explícitamente los recursos y tecnologías habilitantes como medios para viabilizar la flexibilidad, otorgando mayor claridad respecto a su implementación. Finalmente, al vincular el concepto con estándares de desempeño y mecanismos establecidos en la normativa vigente, se refuerza su aplicabilidad regulatoria y operativa. Estos elementos la posicionan en sintonía con marcos conceptuales internacionales avanzados —como los propuestos por la IEA o CAISO—, y la hacen más adecuada como base para el diseño e implementación de políticas, instrumentos normativos y herramientas de planificación del sistema eléctrico nacional.

4.2. Relación entre confiabilidad y flexibilidad

4.2.1. Visiones complementarias sobre la relación entre flexibilidad y confiabilidad

En el contexto actual del sistema eléctrico chileno, es esencial establecer una distinción clara entre los conceptos de flexibilidad y confiabilidad, tanto desde el punto de vista técnico como regulatorio.

La confiabilidad ha sido tradicionalmente entendida como la capacidad del sistema para abastecer la demanda en todo momento, incluso bajo condiciones adversas. Esta función se ha sostenido históricamente mediante tecnologías que proveen energía firme, como centrales térmicas o hidráulicas de embalse. Por su parte, la flexibilidad hace referencia a la capacidad del sistema para adaptarse dinámicamente a variaciones e incertidumbres en generación o demanda, particularmente relevantes en escenarios con alta penetración de ERV. Esta capacidad se expresa en atributos como la rampa, el almacenamiento, la gestión activa de la demanda y el control de flujos en la red.

Aunque son complementarios, flexibilidad y confiabilidad no son equivalentes. Un sistema puede ser estructuralmente confiable pero rígido ante cambios operativos, o muy flexible, pero sin capacidad suficiente para cubrir la demanda en condiciones críticas. Lo central es que, en un entorno energético cada vez más volátil, la flexibilidad se convierte en una condición habilitante para sostener la confiabilidad.

No obstante, la regulación vigente en Chile no diferencia explícitamente entre estos conceptos, lo que impide que los atributos de flexibilidad sean reconocidos, medidos ni remunerados adecuadamente. Muchos de ellos —como la rampa o la inercia— siguen tratándose como funciones implícitas de ciertas tecnologías convencionales, sin mecanismos de incentivo claros ni espacio para que nuevas soluciones compitan en igualdad de condiciones.

Esta ambigüedad ha dificultado la integración de tecnologías emergentes como baterías, control de red inteligente o agregación de demanda, las cuales podrían aportar flexibilidad de manera costo-efectiva. La consecuencia es una dependencia creciente de reservas estructurales, vertimientos no gestionados y el uso ineficiente de recursos disponibles.

En este diagnóstico coinciden múltiples actores del sector entrevistados en el estudio, quienes aportaron visiones complementarias que refuerzan la necesidad de avanzar hacia una definición operativa y funcional de la flexibilidad, y de separarla formalmente de los servicios asociados a la confiabilidad estructural. La experiencia de operación actual demuestra que ya no basta con asegurar megavatios instalados: el sistema debe ser capaz de seguir la curva de carga, adaptarse a la variabilidad climática y responder a eventos impredecibles.

Varios entrevistados también advirtieron que el marco normativo aún no reconoce la flexibilidad como un atributo autónomo y estratégico, lo que ha limitado su desarrollo. Aunque algunos recursos entregan servicios de flexibilidad de facto, lo hacen sin definición ni remuneración explícita.

Otros destacaron que la regulación tiende a mezclar tecnologías, servicios y atributos, dificultando una asignación eficiente de responsabilidades y pagos.

Frente a estos desafíos, existe una convergencia entre actores técnicos y del mercado sobre la urgencia de avanzar en un modelo que:

- Defina formalmente los atributos de flexibilidad como categoría distinta.
- Establezca indicadores (KPIs) específicos para monitorear su disponibilidad y desempeño.
- Desarrolle mecanismos de remuneración explícitos, tecnológicamente neutros y

orientados al desempeño funcional.

Estas propuestas reflejan un consenso técnico creciente: la flexibilidad ya no puede ser considerada un valor agregado opcional, sino una capacidad estructural indispensable para mantener la confiabilidad, reducir costos sistémicos y sostener una transición energética segura y eficiente.

Tabla 17. Principales características de la confiabilidad y flexibilidad

Dimensión	Confiabilidad	Flexibilidad
Definición	Capacidad del sistema para abastecer la demanda en todo momento y condición.	Capacidad para adaptarse dinámicamente a variaciones e incertidumbre.
Objetivo principal	Garantizar el suministro continuo y seguro.	Permitir operación eficiente frente a cambios rápidos e imprevistos.
Escala de tiempo	Largo plazo, estructural.	Corto y mediano plazo, operacional.
Tecnologías asociadas	Centrales térmicas, hidráulicas de embalse, infraestructura robusta.	Baterías, demanda flexible, redes inteligentes, rampas rápidas.
Relación con ERV	Se ve tensionada por la variabilidad de ERV.	Habilita la integración segura y eficiente de ERV.
Ejemplos de atributos	Energía firme, reserva, capacidad instalada.	Rampa, almacenamiento, control de tensión, respuesta de demanda.
Remuneración actual	Reconocida y regulada (por ejemplo, pagos por potencia firme).	Poco reconocida, sin mercados específicos ni señales económicas claras.
Tratamiento regulatorio	Explícitamente normado en planificación y operación.	Implícito, sin definición formal ni mecanismos de incentivo.
Necesidad de indicadores	Se mide mediante márgenes de reserva y firmeza.	Requiere KPIs nuevos (ej. MW/min, tiempo de respuesta, % demanda flexible).
Riesgo si no se gestiona	Racionamientos, apagones o colapso sistémico.	Vertimientos, sobrecostos, ineficiencia, falta de adaptación al entorno ERV.

Fuente: Elaboración GME

4.2.2. Visiones divergentes sobre la relación entre flexibilidad y confiabilidad

Si bien existe un consenso general entre los entrevistados sobre la necesidad de mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico chileno, no todos comparten la idea de que ésta deba distinguirse formal y operacionalmente de la confiabilidad. Algunos actores adoptan posturas más pragmáticas o conservadoras, que contrastan con las propuestas más estructuradas y normativas planteadas por otros participantes del estudio.

Una primera visión divergente proviene de quienes sostienen que la distinción conceptual entre confiabilidad y flexibilidad no es fundamental en la práctica. Desde esta mirada, si el sistema cuenta con una buena planificación, reservas suficientes y capacidad ociosa, puede responder adecuadamente tanto a condiciones normales como a eventos inesperados, sin necesidad de separar ni remunerar atributos por categorías funcionales.

Otra línea argumentativa pone el énfasis en que la confiabilidad estructural sigue siendo el pilar esencial del sistema, especialmente en contextos de alta demanda y limitaciones de infraestructura. Desde esta perspectiva, la flexibilidad es vista como una función secundaria, útil pero no central, que debe adaptarse a partir de un diseño robusto basado en energía firme, redes sólidas y generación térmica de respaldo. Esta visión favorece una aproximación clásica y tiende a minimizar el rol estructural de nuevas tecnologías como almacenamiento o demanda flexible.

También emergieron posturas que, si bien reconocen la necesidad de desarrollar herramientas de flexibilidad, expresan dudas respecto de la viabilidad técnica e institucional de implementar mercados diferenciados para cada atributo. Estos entrevistados advierten sobre la complejidad que implicaría crear y gestionar múltiples mecanismos paralelos para rampas, inercia, regulación de tensión, etc., especialmente en un contexto regulatorio fragmentado y con capacidades institucionales limitadas.

Finalmente, una visión aún presente en algunos sectores es la que asocia la flexibilidad casi exclusivamente con la generación despachable tradicional, sin considerar a la demanda, el almacenamiento o la red como fuentes activas de respuesta. Desde esta mirada, la flexibilidad se limita a la capacidad de ciertas centrales para subir o bajar carga rápidamente, lo que reduce el espectro de soluciones posibles y deja fuera a tecnologías emergentes que podrían aportar valor.

Estas posiciones no niegan la importancia de mejorar la operación del sistema, pero reflejan un enfoque más conservador, donde las soluciones pasan por fortalecer lo existente antes que rediseñar la arquitectura de servicios del sistema eléctrico.

4.3. Atributos de flexibilidad

Con el objetivo de identificar los elementos técnicos y operativos que permiten caracterizar y habilitar la flexibilidad del SEN, se consultó a los entrevistados respecto de diez atributos previamente definidos en conjunto con la contraparte técnica del Ministerio de Energía. Estos atributos abarcan tanto condiciones estructurales de la red como capacidades dinámicas de generación, almacenamiento y demanda, así como aspectos asociados a la operación del mercado y a la integración de energías renovables variables.

La Figura 50 representa la relación percibida entre cada uno de estos atributos y el concepto de flexibilidad, reflejando el grado de consenso y las distintas visiones manifestadas por los participantes del estudio. Como es posible apreciar, atributos como regulación de frecuencia, gestión de demanda, reserva y rampa son los más asociados a flexibilidad, mientras que atributos como regulación de tensión y fortaleza de red son más bien asociados a confiabilidad.

Figura 50. Atributos de Flexibilidad



Fuente: Elaboración GME

4.3.1. Fortaleza de red: atributo estructural asociado a la confiabilidad

El atributo denominado fortaleza de red hace referencia a la capacidad física y estructural del sistema de transmisión para mantener la estabilidad del sistema eléctrico ante condiciones operativas adversas, tales como sobrecargas, caídas de tensión o desconexión de líneas. Esta condición depende de un diseño robusto de la red, con suficiente capacidad instalada, redundancia y cobertura geográfica para sostener el flujo de energía de manera segura incluso frente a contingencias.

Desde una visión tradicional, ampliamente compartida entre los entrevistados, la fortaleza de red es considerada un elemento central de la confiabilidad estructural del sistema. En este enfoque, se asocia con una infraestructura capaz de absorber flujos elevados de potencia sin exceder límites térmicos o de estabilidad, resistir eventos como la pérdida de componentes críticos y evitar fenómenos de inestabilidad dinámica. Este atributo no implica adaptabilidad frente a variaciones del entorno, sino más bien una función de prevención y continuidad operativa. En consecuencia, no se le atribuye un rol directo como atributo de flexibilidad.

No obstante, algunos entrevistados ofrecieron una visión más moderna y funcional, señalando que, si bien la fortaleza de red no constituye en sí misma un atributo de flexibilidad, puede habilitarla indirectamente. Esto ocurre cuando la red incorpora elementos como controladores de flujos, automatización o tecnologías como FACTS. Bajo esta visión, una red con capacidad de redireccionar flujos puede facilitar la integración de recursos distribuidos y adaptarse con mayor rapidez a los cambios en la generación renovable variable.

En el contexto del SEN, la mayoría de los entrevistados coinciden en que la planificación y operación de la transmisión han estado tradicionalmente centradas en asegurar la confiabilidad a través de refuerzos estructurales. Señalan que, si bien existen iniciativas que incorporan señales de eficiencia, el diseño de la red aún responde a una lógica predominantemente estática. Además, se observa una baja presencia de tecnologías como FACTS, controladores avanzados o automatización en tiempo real. Por lo tanto, aunque la fortaleza de red cumple un rol esencial en la confiabilidad del SEN, su desarrollo como plataforma habilitadora de flexibilidad aún no ha sido abordado de forma sistemática en la regulación ni en la operación.

4.3.2. Inercia: atributo clave de estabilidad, con debate sobre su rol como flexibilidad

La inercia es un atributo físico del sistema eléctrico asociado a la capacidad de los generadores sincrónicos de resistir cambios bruscos en la frecuencia del sistema, gracias a la energía cinética almacenada en sus masas rotatorias. Su función principal es amortiguar las desviaciones iniciales de frecuencia ante perturbaciones, actuando como un primer nivel de defensa.

Desde una perspectiva tradicional, ampliamente compartida por los entrevistados, la inercia es considerada un atributo inherente a la confiabilidad operativa del sistema. Se entiende como una propiedad pasiva, asociada a tecnologías convencionales como turbinas térmicas o hidráulicas. En este enfoque, la inercia no se considera un atributo de flexibilidad, ya que no responde de forma adaptativa ni puede ser gestionada en función

de condiciones cambiantes del sistema.

Sin embargo, algunos entrevistados ofrecieron una visión más moderna, indicando que la inercia puede llegar a formar parte de los servicios de flexibilidad si es entregada mediante tecnologías como inversores avanzados o almacenamiento con funciones de respuesta rápida. Bajo esta lógica, la inercia pasaría de ser una propiedad pasiva a una capacidad gestionada, con potencial de ajuste operativo.

En el contexto del SEN, varios entrevistados señalaron que la provisión de inercia sigue dependiendo principalmente de generación sincrónica convencional, cuya participación ha disminuido con el crecimiento de las energías renovables variables. Esta situación ha generado preocupación en torno a la reducción de los niveles de inercia efectiva en el sistema. Asimismo, se indicó que no existen mecanismos explícitos que reconozcan o valoricen la entrega de inercia desde tecnologías modernas, lo que ha limitado su integración como recurso operativo gestionable.

4.3.3. Rampa: atributo operativo clave de la flexibilidad

La rampa se refiere a la capacidad de un recurso para aumentar o disminuir su potencia inyectada o retirada del sistema en un período de tiempo determinado. Este atributo fue identificado por todos los entrevistados como un componente operativo fundamental de la flexibilidad del sistema eléctrico.

Se destacó su importancia en contextos con alta penetración de ERV, debido a la necesidad de compensar variaciones rápidas e impredecibles en la generación. En particular, se mencionó que la capacidad de rampa es clave para enfrentar eventos como cambios de irradiancia solar o variaciones en la velocidad del viento.

Los entrevistados señalaron que este atributo puede ser provisto por tecnologías como generación térmica flexible, turbinas hidráulicas regulables, sistemas de almacenamiento y, en algunos casos, demanda gestionable. Pese a ello, indicaron que en el SEN actualmente no existe un reconocimiento explícito o una remuneración para la capacidad de rampa, ni mecanismos específicos que incentiven su participación o medición como atributo diferenciado.

Según algunas opiniones recogidas, la ausencia de mecanismos claros para cuantificar y utilizar operativamente la rampa limita la capacidad del sistema para responder de forma eficiente ante eventos de variabilidad. Varios entrevistados plantearon la necesidad de diseñar un servicio específico que permita valorizar la entrega de rampas rápidas por parte de distintas tecnologías. No obstante, existen algunas visiones divergentes que plantean que el sistema ya incorpora rampas adecuadamente mediante el despacho de recursos flexibles, y que esta función será cubierta progresivamente por tecnologías como el almacenamiento. Desde esta perspectiva, anticipar la creación de un servicio específico para rampas podría ser ineficiente, y el enfoque debiera centrarse en establecer señales económicas adecuadas e integrar tecnologías emergentes sin sobrecargar el diseño del mercado.

4.3.4. Reserva: atributo con rol dual entre confiabilidad y flexibilidad

El atributo conocido como reserva corresponde a la capacidad disponible —pero no comprometida— de generación o demanda que puede activarse en plazos breves para

enfrentar desequilibrios en el sistema eléctrico. Esta capacidad puede clasificarse en distintas categorías según su tiempo de respuesta, como reservas primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, ha estado asociada principalmente a la confiabilidad operativa, utilizada para cubrir contingencias como fallas de unidades generadoras o interrupciones en la red.

Desde esta perspectiva tradicional, varios entrevistados coinciden en que la reserva ha cumplido un rol de respaldo ante eventos imprevistos, lo que la vincula principalmente a la seguridad del suministro. Sin embargo, con el aumento de la penetración de energías renovables variables (ERV), algunos entrevistados señalaron que la reserva ha adquirido un carácter más dinámico y se utiliza también en la operación diaria para enfrentar variaciones no planificadas en la generación o la demanda.

Desde esta visión, la reserva —especialmente en sus formas de respuesta rápida— puede ser considerada un atributo de flexibilidad en la medida en que permite al sistema ajustarse en tiempo real a condiciones cambiantes. Los entrevistados mencionaron que tecnologías como almacenamiento, cargas industriales controlables o generación distribuida podrían aportar este tipo de capacidad de manera efectiva.

Respecto al contexto del SEN, se indicó que las reservas se gestionan actualmente mediante servicios complementarios, pero sin una diferenciación clara entre sus funciones como respaldo estructural y su rol operativo flexible. Además, se señaló que no existen mecanismos que valoricen la velocidad o precisión de respuesta del recurso, lo que limita la incorporación de nuevas tecnologías orientadas a este tipo de servicio.

4.3.5. Regulación de frecuencia: atributo técnico de respuesta continua

La regulación de frecuencia es un atributo operativo que permite mantener la frecuencia del sistema eléctrico dentro de rangos seguros mediante el ajuste automático y continuo de generación o demanda. Es fundamental para conservar la estabilidad frente a desequilibrios instantáneos entre oferta y demanda.

La mayoría de los entrevistados coincidieron en que la regulación de frecuencia constituye un atributo clave de la flexibilidad operativa, ya que permite una respuesta rápida y sostenida ante variaciones imprevistas. Se distingue de otros servicios como la reserva porque opera en escalas temporales más cortas y de forma automática, usualmente mediante el sistema de AGC.

Este atributo puede ser provisto por unidades generadoras tradicionales, pero también por nuevas tecnologías como baterías, inversores avanzados y, potencialmente, cargas gestionables. Algunos entrevistados destacaron que, aunque existen capacidades técnicas para ampliar esta provisión, las condiciones actuales del sistema limitan la participación de estos nuevos recursos.

En cuanto al SEN, varios entrevistados señalaron que la regulación de frecuencia es entregada principalmente mediante servicios complementarios, con una participación reducida de unidades. Se identificaron barreras para que tecnologías emergentes puedan acceder a este mercado, y se mencionó que el sistema presenta señales limitadas que restringen su expansión operativa.

4.3.6. Control de tensión: atributo técnico con creciente valor operativo

El control de tensión se refiere a la capacidad del sistema eléctrico y de los recursos conectados para mantener los niveles de voltaje dentro de rangos seguros y eficientes en distintos puntos de la red. Este atributo es fundamental para garantizar la calidad del suministro y evitar colapsos o sobrevoltajes que puedan afectar la operación del sistema.

Tradicionalmente, ha sido considerado un componente técnico de confiabilidad, gestionado mediante unidades sincrónicas, bancos de condensadores, transformadores con cambiadores de taps y otras soluciones convencionales. Desde este enfoque, su función ha estado asociada principalmente al cumplimiento de criterios de estabilidad, con una lógica operativa localizada y correctiva.

Sin embargo, algunos entrevistados señalaron que el control de tensión está adquiriendo una dimensión más estratégica en escenarios con alta penetración de energías renovables variables y generación distribuida. En particular, en zonas con fuerte presencia solar o eólica, se vuelve necesario contar con recursos que ajusten su perfil de inyección reactiva en escalas más dinámicas.

Desde esta visión, el control de tensión podría ser considerado un atributo de flexibilidad operativa, ya que contribuye a la capacidad del sistema para adaptarse a condiciones cambiantes de carga y generación. También se mencionó que tecnologías como inversores inteligentes, condensadores síncronos y almacenamiento con capacidad de respuesta reactiva podrían desempeñar un papel relevante en su provisión, siempre que existan mecanismos adecuados que permitan su integración.

En el contexto del SEN, los entrevistados indicaron que este atributo continúa siendo gestionado principalmente mediante dispositivos tradicionales y con un enfoque técnico clásico. Si bien se han detectado zonas con riesgos de sobrevoltajes o baja tensión, aún no se han implementado instrumentos específicos que promuevan la participación de nuevas tecnologías en la provisión del control de tensión desde una perspectiva de flexibilidad.

4.3.7. Programación del mercado: mecanismo operativo más que atributo

La programación del mercado se refiere a los procesos de planificación y coordinación mediante los cuales se determina el despacho anticipado de generación, reservas y otros recursos del sistema eléctrico, con el objetivo de cubrir la demanda esperada cumpliendo criterios de eficiencia y seguridad.

Todos los entrevistados coincidieron en que la programación del mercado no constituye un atributo técnico de flexibilidad. Más bien, fue descrita como un mecanismo de operación y coordinación que puede facilitar —o limitar— la expresión efectiva de los atributos de flexibilidad del sistema.

Varios entrevistados destacaron que la forma en que se estructura este proceso puede influir directamente en la capacidad del sistema para adaptarse a condiciones cambiantes. En particular, se mencionaron factores como la frecuencia de reprogramaciones, la calidad de los pronósticos y la incorporación de restricciones operativas reales como elementos que condicionan la capacidad del sistema para operar con flexibilidad.

Respecto al SEN, los entrevistados señalaron que el modelo actual se basa en una

programación diaria con limitadas reprogramaciones intradiarias, lo que restringe la respuesta oportuna ante variabilidad. Se comentó que la escasa granularidad horaria y la rigidez de los programas declarados dificultan el uso eficiente de los recursos con atributos flexibles.

En resumen, si bien la programación del mercado no es un atributo en sí, los entrevistados la identificaron como un factor estructural que influye en la capacidad del sistema para desplegar flexibilidad de forma efectiva.

4.3.8. Minimizar curtailments: consecuencia operativa, no atributo técnico

El término “minimizar *curtailments*” se refiere a la reducción de recortes o vertimientos de generación renovable que ocurren cuando la oferta supera la capacidad de transporte o consumo del sistema eléctrico. Si bien este fenómeno está estrechamente vinculado a la eficiencia y a la integración de energías renovables, la mayoría de los entrevistados coinciden en que minimizar *curtailments* no constituye un atributo técnico de flexibilidad.

Según los entrevistados, la ocurrencia de *curtailments* es una consecuencia de la falta de condiciones estructurales o operativas para gestionar adecuadamente la variabilidad de la generación. Desde esta perspectiva, un sistema flexible tiende a minimizar *curtailments* al contar con atributos técnicos —como rampas rápidas, reserva operativa, control de tensión adaptable o gestión de demanda— que permiten absorber los excedentes de generación renovable sin necesidad de recortes.

Algunos entrevistados señalaron que asumir la minimización de *curtailments* como un atributo en sí mismo podría generar confusión conceptual o inducir a decisiones de planificación que no aborden los verdaderos habilitadores de la flexibilidad. En cambio, lo propusieron como un indicador de desempeño que refleja el grado en que el sistema es capaz de integrar eficientemente recursos variables.

Respecto al SEN, se indicó que los *curtailments* han aumentado en ciertas zonas del sistema con alta penetración renovable, como consecuencia de restricciones estructurales y operativas. Sin embargo, los entrevistados también advirtieron que actualmente no existen mecanismos explícitos que reconozcan o gestionen este fenómeno como señal para decisiones operativas o de inversión.

4.3.9. Minimizar congestión: objetivo de planificación, no atributo de flexibilidad

La minimización de la congestión se refiere a la capacidad del sistema para evitar la saturación de líneas de transmisión que limitan el flujo eficiente de energía entre zonas generadoras y centros de consumo. Si bien su reducción mejora el desempeño operativo, la mayoría de los entrevistados coincidieron en que minimizar la congestión no constituye un atributo técnico de flexibilidad, sino más bien una condición que puede ser influida por ella.

Desde una mirada técnica, la congestión refleja un desajuste entre la infraestructura de red disponible y los patrones de generación y consumo. Tradicionalmente, se aborda mediante la expansión estructural de la red. Sin embargo, algunos entrevistados señalaron que ciertos recursos, como almacenamiento, gestión de demanda o controladores de flujo, pueden mitigar temporalmente los efectos de la congestión en determinadas condiciones

operativas.

Aun así, los entrevistados subrayaron que la congestión en sí misma no debe considerarse un atributo, ya que no representa una capacidad del sistema, sino una limitación que puede ser gestionada mejor si el sistema cuenta con atributos de flexibilidad adecuados.

En el caso del SEN, los entrevistados mencionaron que existen zonas donde la congestión es frecuente, especialmente en áreas con alta generación renovable. No obstante, también señalaron que no se han establecido mecanismos explícitos que integren esta condición operativa como una señal formal en la planificación ni que incentiven tecnologías orientadas a mitigarla de forma flexible.

4.3.10. Flexibilidad de demanda: atributo emergente y habilitador clave

La flexibilidad de demanda se refiere a la capacidad de los consumidores eléctricos, individuales o agrupados, para modificar voluntariamente su consumo eléctrico en respuesta a señales del sistema, ya sean económicas, técnicas u operativas. Esta capacidad puede expresarse en distintos horizontes temporales, desde segundos hasta horas, y tiene como fin contribuir al balance del sistema y a su eficiencia operativa.

Todos los entrevistados coincidieron en que la flexibilidad de demanda constituye un atributo técnico importante para enfrentar la creciente variabilidad del sistema eléctrico, especialmente en escenarios con alta penetración de energías renovables variables. Varios señalaron que este atributo podría permitir a la demanda prestar servicios similares a los de la generación, como rampas rápidas, reservas, regulación de frecuencia o alivio de congestiones.

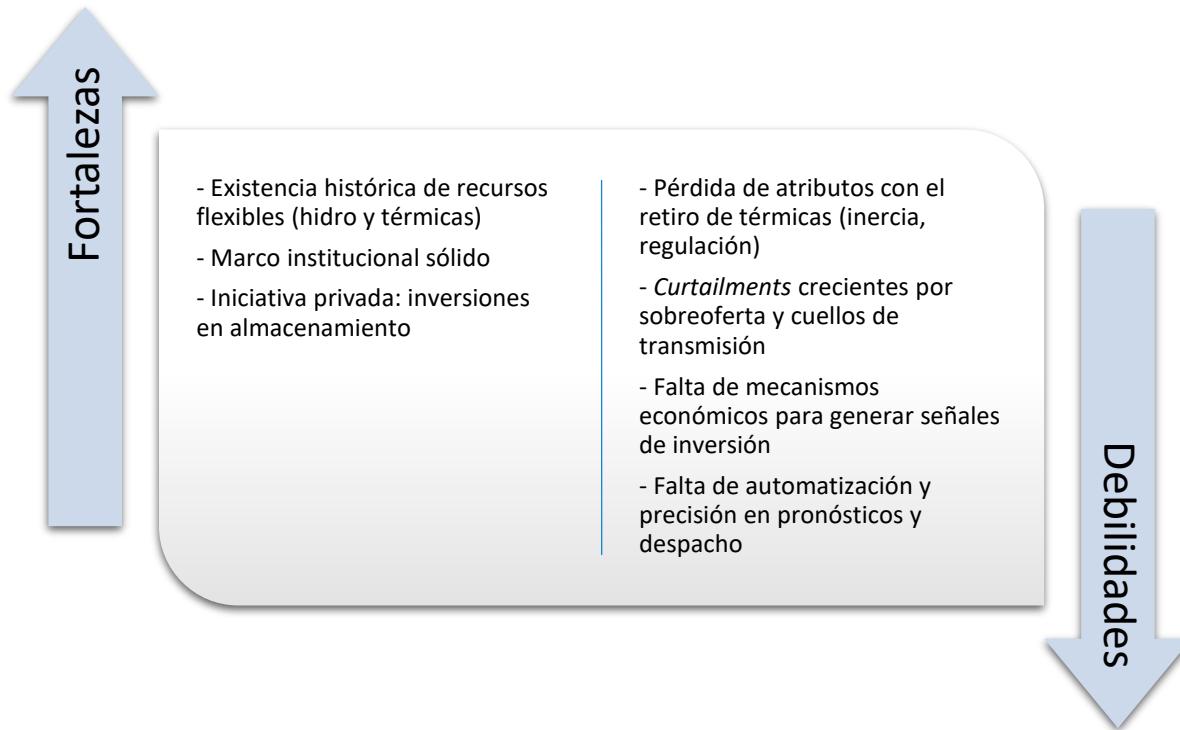
Sin embargo, también se indicó de forma transversal que, en el contexto del SEN, la participación activa de la demanda aún es incipiente o nula. Los entrevistados mencionaron la ausencia de marcos regulatorios habilitantes, como tarifas dinámicas, plataformas de agregación o mecanismos para la remuneración de este tipo de servicio, así como la falta de infraestructura tecnológica adecuada.

Pese a estas barreras, existe consenso en cuanto al potencial estratégico de la demanda flexible como recurso para mejorar la eficiencia del sistema, facilitar la integración renovable y postergar inversiones en infraestructura más rígida. Su desarrollo, según los entrevistados, requiere la creación de condiciones normativas, tecnológicas y operativas que reconozcan su valor y permitan su integración efectiva.

4.4. Diagnóstico de la Flexibilidad en el mercado eléctrico chileno

4.4.1. Fortalezas y debilidades

En el diagnóstico del mercado eléctrico chileno, se identifican diversas fortalezas y debilidades que configuran el estado actual de la flexibilidad del sistema, resumidas en Figura 51 y explicada a continuación.

Figura 51. Estado actual de la flexibilidad en el sistema

Fuente: Elaboración GM

Entre las principales fortalezas, destaca la existencia histórica de recursos flexibles. Durante años, el sistema contó con centrales hidroeléctricas y térmicas que aportaban de forma natural atributos como inercia, rampas y reservas, permitiendo una operación robusta ante variaciones de demanda o generación. A esto se suma la existencia de un marco institucional sólido, con una base normativa clara y entidades bien establecidas en materia de planificación, operación y regulación del sistema eléctrico. Además, se observa una positiva disposición del mercado: pese a la falta de incentivos específicos, diversos actores privados han realizado inversiones en infraestructura y almacenamiento, demostrando iniciativa para responder a los nuevos desafíos del sistema.

No obstante, también se evidencian debilidades estructurales. La salida progresiva de centrales térmicas ha implicado una pérdida importante de atributos de flexibilidad, especialmente inercia y capacidad de regulación. Esta situación ha coincidido con un aumento sostenido de los vertimientos de energía renovable (*curtailments*), consecuencia tanto de restricciones en la capacidad de transmisión como de la sobreoferta local de generación renovable variable en ciertas zonas del país. A esto se suma que los mecanismos económicos actuales, como los servicios complementarios, no entregan señales de precio adecuadas ni incentivan nuevas inversiones en flexibilidad. Por otro lado, el sistema sigue enfrentando limitaciones importantes en sus herramientas operativas: persiste una baja automatización del despacho y una escasa capacidad predictiva, dificultando una gestión eficiente de la variabilidad renovable.

Estas debilidades responden a múltiples causas. Desde el punto de vista técnico, los modelos de programación utilizados no consideran adecuadamente aspectos como rampas

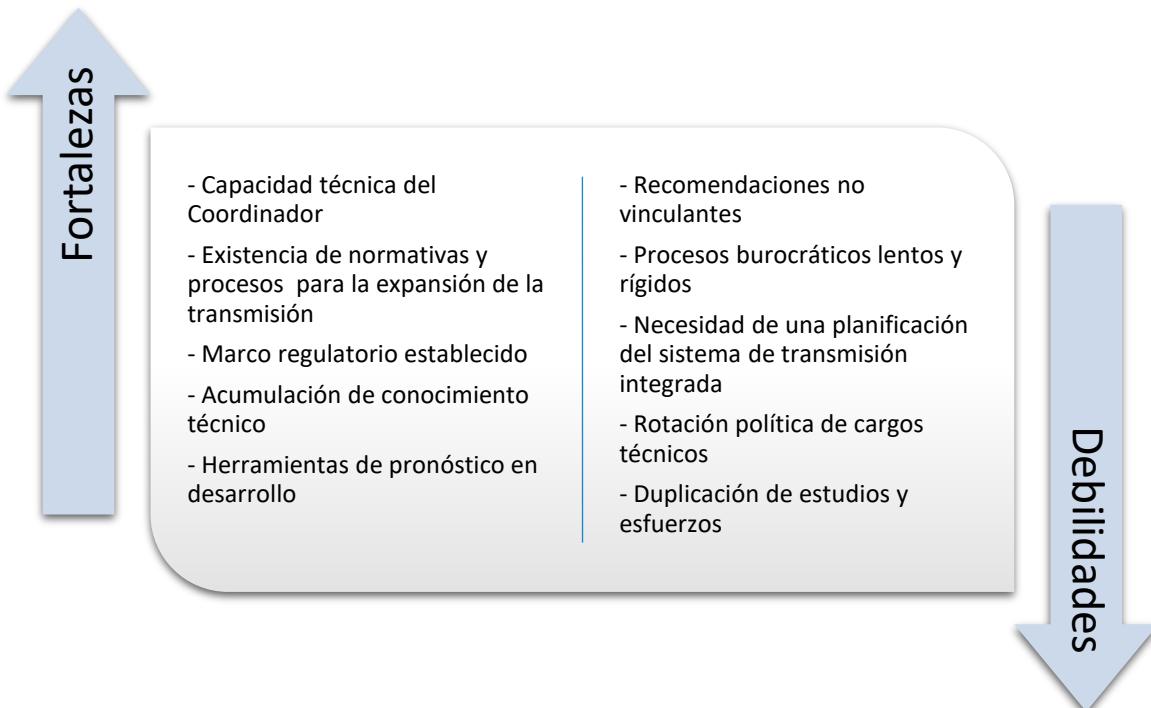
ni restricciones operativas reales, lo que reduce la efectividad de la planificación. En términos económicos, las señales de precio son débiles debido a la persistencia de un esquema basado en costos declarados, lo que desincentiva la inversión en tecnologías flexibles. Finalmente, en el ámbito regulatorio, se observa una excesiva rigidez en las normas técnicas y una falta de actualización de los marcos que rigen la planificación de la transmisión y la distribución, lo que limita la capacidad del sistema para adaptarse con agilidad a los nuevos requerimientos de flexibilidad.

4.4.2. Coordinación entre planificación, operación y regulación

La transición hacia un sistema eléctrico más flexible y con alta penetración de ERV requiere una articulación efectiva entre las distintas funciones del sector: planificación de infraestructura, operación del sistema en tiempo real y regulación económica y técnica. Esta coordinación es esencial para anticiparse a los desafíos que surgen con la pérdida de atributos tradicionales (como inercia o rampas) y para habilitar nuevos recursos, como el almacenamiento, la gestión de la demanda y la generación distribuida.

En Chile, si bien el sector cuenta con un marco institucional robusto —encabezado por el Ministerio de Energía, la CNE y el CEN—, persiste una fragmentación entre estos actores. Las entrevistas realizadas en este estudio evidencian que dicha fragmentación limita la capacidad del sistema para responder oportunamente a los desafíos operacionales, tecnológicos y de inversión que impone la transición energética. A continuación, en Figura 52, se presentan los principales elementos levantados por los entrevistados como parte del diagnóstico:

Figura 52. Estado actual de la coordinación entre instituciones



Fuente: Elaboración GME

a) Necesidad de una planificación del sistema de transmisión integrada

Los entrevistados coinciden en que el sector eléctrico chileno carece de una planificación integrada que alinee los objetivos de política pública —como la descarbonización y la electrificación— con las necesidades operativas y las herramientas regulatorias disponibles. Aunque las instituciones del sector actúan conforme a sus respectivos mandatos legales, no existe una instancia de coordinación estratégica que oriente las decisiones bajo una visión común de largo plazo.

Esta fragmentación se evidencia en la implementación de la política de descarbonización, que ha implicado el retiro de centrales térmicas sin planificación técnica para sustituir los servicios sistémicos que estas unidades aportaban, como inercia, reservas o regulación de frecuencia. Esto ha generado vacíos operativos que, en muchos casos, han debido ser cubiertos mediante la permanencia de centrales en operación por razones de seguridad o mediante soluciones provisorias de alto costo. Asimismo, se observa una débil articulación entre la expansión renovable y el desarrollo de infraestructura de transmisión, almacenamiento y flexibilidad, lo que ha derivado en restricciones de evacuación, sobreoferta local y vertimientos.

b) Procesos lentos y burocráticos

Existe consenso respecto a que los procesos institucionales para la aprobación y ejecución de obras eléctricas no responden con la agilidad que exige la transición energética. La planificación y autorización de proyectos críticos, en especial de transmisión, está sujeta a ciclos largos, múltiples etapas de evaluación y marcos normativos poco adaptables a situaciones urgentes.

Un caso emblemático es el de los condensadores síncronos en el Norte Grande. A pesar de que su necesidad fue identificada tempranamente, la indefinición sobre si debían clasificarse como servicios complementarios o como obras de transmisión postergó su ejecución en casi un año. Finalmente, fueron incorporados al plan de expansión, extendiendo aún más su tramitación. Este tipo de casos refleja la falta de mecanismos institucionales ágiles para responder a contingencias técnicas, y una limitada capacidad de priorización que impide materializar soluciones incluso cuando cuentan con justificación técnica clara. Este desfase entre diagnóstico e implementación compromete la seguridad y eficiencia del sistema.

c) Recomendaciones no vinculantes

Los entrevistados advierten que las recomendaciones técnicas del Coordinador Eléctrico Nacional, pese a basarse en conocimiento operativo y análisis sistémico, carecen de carácter vinculante. Como resultado, propuestas sobre criterios de reserva, diseño de servicios complementarios o ajustes en programación pueden ser modificadas, aplazadas o ignoradas por la autoridad sin necesidad de respuesta formal ni trazabilidad institucional.

Esta desconexión se ha traducido en retrasos para incorporar medidas críticas frente a la creciente variabilidad del sistema. Por ejemplo, propuestas técnicas para definir rampas mínimas o habilitar reservas rápidas han tenido escaso avance, y estudios desarrollados por el Coordinador han sido replicados por otras instituciones sin continuidad técnica. Esta falta de alineación limita la capacidad de anticipación del

sistema y genera incertidumbre para los agentes del mercado, dificultando decisiones de inversión en recursos flexibles.

d) Duplicación de esfuerzos y falta de continuidad técnica

Un diagnóstico transversal es la superposición de funciones entre organismos del sector, particularmente en áreas técnicas ya abordadas por el Coordinador. Se observa que estudios sobre servicios complementarios, planificación flexible o diseño de mercados han sido encargados paralelamente por otras entidades, sin integrar adecuadamente los insumos existentes. Esta duplicación no solo genera ineficiencias, sino también distorsiones en la señal regulatoria y demoras en la implementación de reformas.

A esto se suma una alta rotación de autoridades y equipos técnicos en cargos estratégicos, lo que compromete la continuidad institucional. La designación política de roles técnicos clave ha derivado en pérdida de conocimiento acumulado y discontinuidad de procesos regulatorios relevantes. Esta inestabilidad institucional debilita la confianza del sector privado y complica la ejecución sostenida de reformas necesarias para modernizar el sistema eléctrico.

4.4.3. Preparación de los mecanismos de operación y despacho frente a la variabilidad e incertidumbre de la ERV

Los entrevistados coinciden en que, si bien el sistema eléctrico chileno ha logrado operar con niveles crecientes de ERV, los mecanismos actuales de operación y despacho aún presentan brechas significativas para gestionar eficazmente su variabilidad e incertidumbre.

Entre los aspectos positivos, se destaca la capacidad técnica y adaptativa del Coordinador Eléctrico Nacional, que ha permitido mantener la seguridad operativa en condiciones desafiantes. También se reconocen avances en el desarrollo de herramientas de pronóstico renovable y en la incorporación paulatina de controles técnicos más exigentes para unidades ERV. Además, la evolución del sistema de servicios complementarios ha abierto oportunidades iniciales para tecnologías flexibles como el almacenamiento.

No obstante, persisten importantes limitaciones. Los entrevistados señalan que los pronósticos aún carecen de precisión y estandarización, y que los modelos actuales de programación no reflejan adecuadamente atributos de flexibilidad, como rampas o reservas rápidas. Asimismo, se evidencia una baja automatización de la operación y una débil señal económica para incentivar recursos capaces de ofrecer flexibilidad. En conjunto, se concluye que el sistema opera de forma principalmente reactiva, y que se requiere una modernización integral de las herramientas operativas, los criterios de programación y los marcos de incentivos para una gestión preventiva y eficiente de la variabilidad renovable.

Un aspecto de especial preocupación corresponde a los pronósticos de las ERV. Los entrevistados coinciden en que, si bien el sistema eléctrico chileno ha incorporado herramientas de pronóstico para generación renovable variable, estas presentan limitaciones sustantivas que afectan la eficiencia y seguridad operativa del sistema.

En primer lugar, se advierte una falta de precisión y estandarización en los pronósticos, lo que genera inconsistencias en la calidad de la información utilizada para la programación

del despacho. Además, la mayoría de los entrevistados destaca que los pronósticos no son vinculantes, lo que permite a los generadores declarar estimaciones sin consecuencias operativas ni económicas en caso de desvíos significativos. Esta situación traslada el riesgo al Coordinador, que debe operar el sistema con altos niveles de incertidumbre.

También se señala que los modelos de programación del despacho no incorporan adecuadamente la incertidumbre asociada a la generación renovable, y que la automatización de la programación intradiaria sigue siendo limitada. En conjunto, estas brechas dificultan una gestión preventiva de la variabilidad y limitan la integración eficiente de tecnologías flexibles.

Entre las propuestas recurrentes destacan: hacer vinculantes las ofertas de generación renovable, establecer bandas de desvío toleradas con mecanismos de penalización y compensación, fortalecer la supervisión del Coordinador sobre la calidad de los pronósticos, y avanzar hacia metodologías probabilísticas o basadas en escenarios para mejorar la robustez del despacho.

4.4.4. Limitantes del esquema actual de transmisión para integrar ERV, recursos distribuidos y flexibilidad

Los entrevistados reconocen que el esquema de transmisión en Chile ha permitido una expansión sostenida de la red eléctrica y cuenta con una base institucional técnica y normada, a través de instrumentos como el Plan de Expansión de Transmisión y los Estudios de Coordinación de Obras. También se valora la apertura gradual hacia tecnologías no convencionales, como el almacenamiento o el control de flujos, que han comenzado a incorporarse en procesos de análisis y planificación.

Sin embargo, persisten limitaciones estructurales que dificultan la integración eficiente de ERV, recursos distribuidos y soluciones de flexibilidad. La planificación de transmisión es percibida como lenta, rígida y poco sincronizada con el ritmo de desarrollo de la generación renovable, lo que ha derivado en congestiones, vertimientos y subutilización de la infraestructura. Además, el esquema de remuneración y tarificación no entrega señales económicas que promuevan una localización eficiente ni incentiva soluciones flexibles que optimicen el uso de la red. En el ámbito de la operación, se advierte una ausencia de mecanismos habilitantes para integrar recursos flexibles a nivel de red, y se destaca la inexistencia de una institucionalidad en distribución que permita visibilizar y coordinar recursos distribuidos.

En conjunto, los entrevistados concluyen que se requiere una modernización integral del marco de planificación, operación y remuneración de la transmisión, que incorpore explícitamente criterios de flexibilidad, eficiencia locacional y habilitación de nuevos recursos tecnológicos.

4.5. Aspectos regulatorios

En la presente sección se presentan los aspectos positivos y negativos presentados por los agentes respecto de la regulación.

4.5.1. Aspectos positivos

Figura 53 presenta el resumen de los aspectos positivos identificados por los entrevistados.

Estos aspectos son discutidos en detalle a continuación.

Figura 53. Aspectos positivos de la regulación



Fuente: Elaboración GME

a) Existencia de una institucionalidad regulatoria clara y especializada

Varios entrevistados destacaron que el sector eléctrico chileno cuenta con una arquitectura institucional sólida, compuesta por entidades bien definidas y con roles diferenciados. La existencia de un organismo técnico encargado de la operación del sistema, una autoridad regulatoria que dicta las normas y establece las metodologías tarifarias, y una instancia independiente para resolver discrepancias, conforma un marco regulatorio ordenado y funcional.

Se valoró que esta institucionalidad ha permitido establecer procedimientos normativos, metodologías técnicas y espacios de participación estructurados, lo que otorga estabilidad y legitimidad a las decisiones regulatorias, incluso cuando existen tensiones entre actores del mercado.

b) Marco contractual robusto basado en contratos de largo plazo

Se reconoció como un punto fuerte de la regulación chilena la existencia de un marco legal que permite y promueve contratos de suministro de largo plazo. Este esquema ha otorgado certidumbre a los inversionistas y ha sido clave para el desarrollo masivo de generación renovable en el país. Además, se considera que estos contratos no solo han permitido viabilizar la inversión en generación, sino que podrían constituir una base útil para la incorporación futura de nuevos servicios, como aquellos asociados a la flexibilidad.

En este sentido, los contratos podrían evolucionar hacia modelos híbridos, que combinen suministro de energía con la provisión de atributos como rampas, reservas o almacenamiento.

c) Reconocimiento normativo incipiente de la flexibilidad como desafío sistémico

Si bien la regulación aún presenta importantes brechas, se valoró el hecho de que la flexibilidad haya sido incorporada como un eje estratégico en la planificación sectorial. La existencia de una estrategia de flexibilidad con una definición compartida y el inicio de procesos normativos orientados a incorporar servicios asociados a atributos como inercia o rampas son señales positivas.

Un ejemplo destacado por los entrevistados fue el diseño de mecanismos técnico-económicos para la licitación de condensadores síncronos, los cuales combinan criterios de localización con necesidades operativas específicas. Esto refleja una capacidad emergente de la regulación para articular soluciones innovadoras en respuesta a los cambios estructurales del sistema.

d) Capacidad de aprendizaje regulatorio y apertura al ajuste normativo

Pese a que se identificaron demoras frecuentes en la adecuación normativa frente a los cambios tecnológicos, varios entrevistados destacaron que el sistema regulatorio chileno ha mostrado disposición a adoptar aprendizajes internacionales y ajustar sus instrumentos conforme se identifican nuevas necesidades. Se reconoció, por ejemplo, que ciertas soluciones técnicas observadas en otras jurisdicciones han sido consideradas como referencias para modificaciones normativas en Chile.

También se valoró que, una vez identificada una necesidad crítica —como fue el caso de la disminución de inercia tras el retiro de unidades térmicas—, se activaron procesos que permitieron diseñar respuestas regulatorias ad-hoc, aunque no exentas de desafíos de implementación.

e) Cultura de planificación energética y participación técnica

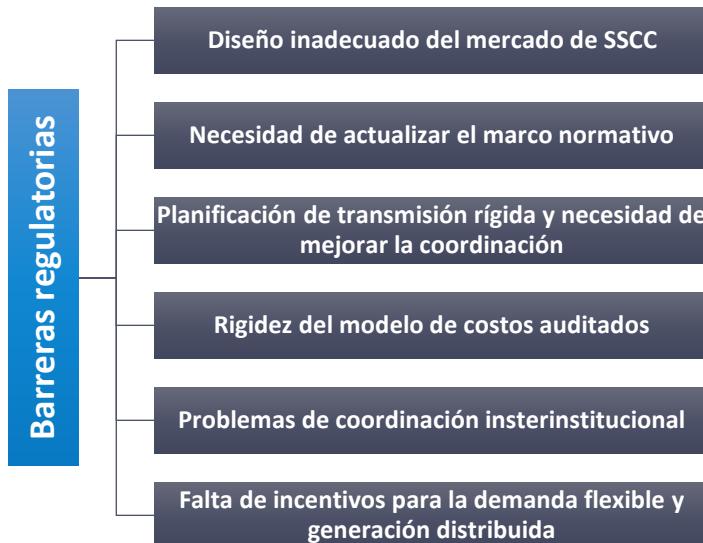
Otro elemento considerado positivo fue la cultura técnica que caracteriza al sector energético chileno. Se reconoció la existencia de espacios participativos —como mesas de trabajo, procesos de consulta pública y planificación indicativa— que permiten a los actores del sistema aportar con datos, diagnósticos y propuestas. Aunque algunos entrevistados señalaron que estas instancias no siempre terminan en medidas concretas, la existencia de una base técnica común facilita el desarrollo de consensos y contribuye a la legitimidad de las políticas y normas.

Además, se consideró valioso que la planificación energética de largo plazo incorpore escenarios futuros, incluyendo variables como penetración renovable, tecnologías emergentes y necesidades de flexibilidad.

4.5.2. Barreras regulatorias

Figura 54 resume las principales barreras regulatorias identificadas por los entrevistados. Estos aspectos son discutidos en detalle a continuación.

Figura 54. Barreras Regulatorias identificadas



Fuente: Elaboración GME

a) Diseño inadecuado del mercado de SSCC

Uno de los problemas más reiterados es que los SSCC no operan como un mercado competitivo real, sino como un sistema administrativo de pagos por costos. En lugar de tener ofertas abiertas donde distintas tecnologías compitan por entregar servicios como inercia, rampa o regulación de frecuencia, en muchas ocasiones, el Coordinador Eléctrico designa a través de instrucción directa qué generador debe prestarla, pagándole los costos por la prestación del servicio.

Esto dificultaría la entrada de soluciones más eficientes como almacenamiento, convertidores electrónicos o tecnologías *grid-forming*. Por ejemplo, para cubrir inercia o fortaleza de red, el sistema termina despachando centrales térmicas caras y poco eficientes, lo que incrementa los costos del sistema y desincentiva la innovación. Además, intentos pasados por liberalizar este mercado fueron detenidos por temor al impacto tarifario, perpetuando una estructura que no entrega señales económicas que promuevan inversiones en flexibilidad.

b) Necesidad de actualizar el marco normativo

Existen deficiencias estructurales en la regulación vigente para reconocer y habilitar tecnologías flexibles. Por ejemplo, la regulación de suficiencia solo considera criterios de potencia firme, sin valorar atributos como la rampa, la rapidez de respuesta o la capacidad de almacenamiento. Esto significa que baterías, híbridos o tecnologías emergentes no tienen incentivos económicos para desarrollarse, pese a su aporte a la estabilidad del sistema.

Además, las normas técnicas operan de forma descoordinada. Las definiciones de servicios complementarios, de coordinación y operación, y las condiciones para la participación de nuevos recursos se elaboran sin una visión común, lo que produce contradicciones, vacíos y lentitud para incorporar soluciones tecnológicas. En muchos casos, las tecnologías están

disponibles, pero no pueden operar o recibir ingresos porque no existe una norma habilitante clara.

c) Planificación de transmisión rígida y necesidad de mejorar la coordinación

El proceso de planificación de la red de transmisión es lento, centralizado y poco transparente. Aunque el Coordinador Eléctrico propone obras en función de necesidades técnicas reales, muchas veces son rechazadas por la autoridad regulatoria, que prioriza la contención de costos tarifarios. Esto genera cuellos de botella persistentes y limita la posibilidad de evacuar generación renovable o integrar recursos flexibles en zonas deficitarias.

Además, la planificación no considera explícitamente necesidades de flexibilidad local ni incentiva la incorporación de soluciones no convencionales como dispositivos de control de flujos (FACTS), almacenamiento o gestión de demanda como alternativas a nuevas líneas. Tampoco existen mecanismos para que privados propongan soluciones de transmisión cuando detectan cuellos críticos. Esto se traduce en una red subutilizada, con inversiones rezagadas y costos crecientes por congestiones y vertimientos.

d) Rigidez del modelo de costos auditados

El modelo chileno de despacho económico se basa en costos declarados y auditados, lo que limita su capacidad para reflejar condiciones reales del sistema, como la escasez de recursos flexibles en determinadas horas. Dado que las energías renovables variables tienen costos marginales casi nulos, se generan muchas horas con precios cero, lo que desincentiva las inversiones en tecnologías que requieren una señal de precio para ser rentables.

En mercados avanzados, se utilizan esquemas que ajustan el precio *spot* en función de la disponibilidad de reservas o de la cercanía al déficit. Esto permite anticipar situaciones críticas y generar señales económicas sin necesidad de sobreremunerar tecnologías o imponer pagos fijos. En Chile, la ausencia de estos mecanismos impide capturar el verdadero valor de los recursos flexibles.

Más aún el esquema actual, basado en costos auditados, no permite establecer compromisos de generación ni aplicar penalizaciones por desviaciones. Esto significa que los agentes pueden declarar generación que luego no cumplen, sin enfrentar consecuencias económicas. Esta falta de responsabilidad directa obliga al Coordinador a improvisar maniobras correctivas en tiempo real, a menudo recurriendo a recursos más costosos o inflexibles.

Una transición hacia un mercado de ofertas vinculante —donde los generadores declaren cantidades y precios con antelación y respondan por su cumplimiento— permitiría aumentar la disciplina operativa, mejorar la calidad de los pronósticos, y entregar señales económicas para la flexibilidad. Esta modalidad existe en mercados como los de Europa o Estados Unidos y permitiría remunerar adecuadamente a tecnologías capaces de entregar energía y servicios de ajuste con certeza.

e) Problemas de coordinación interinstitucional

Una de las limitaciones más relevantes identificadas es la fragmentación institucional. El diseño actual asigna roles separados al Ministerio de Energía, CNE y el Coordinador

Eléctrico Nacional, pero sin una estructura efectiva de coordinación ni una hoja de ruta común.

Esto provoca duplicidades, lentitud en la implementación de soluciones y falta de coherencia entre planificación, regulación y operación. Un ejemplo concreto es el retraso de varios meses en definir cómo tratar un proyecto de condensadores síncronos necesarios para el norte del país: no se lograba acuerdo sobre si debía licitarse como proyecto de transmisión o como servicio complementario.

Además, la alta rotación política afecta la continuidad técnica. Cada nuevo gobierno reestructura equipos, lo que interrumpe procesos en curso y debilita la visión estratégica de largo plazo. Se propone profesionalizar y estabilizar los cargos técnicos, y establecer instancias de trabajo permanentes y técnicas entre las instituciones clave del sistema eléctrico.

f) Falta de incentivos para la demanda flexible y generación distribuida

La participación de la demanda como recurso de flexibilidad es prácticamente inexistente. Los marcos regulatorios no han habilitado figuras como los agregadores de demanda, y los programas de respuesta han fracasado por falta de certezas. Los grandes consumidores no cuentan con contratos claros ni compensaciones adecuadas por su disponibilidad a reducir o desplazar consumo, y los consumidores más pequeños carecen de las condiciones técnicas y comerciales para participar.

Tampoco existen señales de precio horarias o dinámicas que reflejen la escasez relativa del sistema. En el caso de la generación distribuida, su integración activa en la operación del sistema es muy limitada. No hay monitoreo en tiempo real, ni capacidad de control, lo que obliga a medidas generalizadas como cortar alimentadores completos ante una contingencia, afectando también a clientes que no son responsables del problema.

4.5.3. Cambios regulatorios propuestos

La siguiente tabla resume los principales cambios regulatorios sugeridos por los entrevistados:

Tabla 18. Principales cambios regulatorios propuestos

Normativa o ámbito regulatorio	Cambios propuestos
Servicios Complementarios	-Transitar de pagos por costo a un mercado competitivo. -Incluir nuevos servicios (rampa, inercia sintética, regulación). -Permitir participación de almacenamiento y demanda.
Regulación de suficiencia (DS-62)	-Incorporar atributos de flexibilidad (no solo potencia).
Normas técnicas de operación del sistema	-Ajustar exigencias técnicas para permitir participación de nuevas tecnologías. -Incluir indicadores de desempeño específicos.
Regulación de distribución y tarifas	-Incentivar despliegue de recursos distribuidos. -Establecer tarifas dinámicas para consumidores.
Marco legal para agregadores de demanda	-Reconocer figura del agregador. -Permitir que asuma responsabilidad directa. -Participación en SSCC.
Reglamento de Coordinación y Operación	-Habilitar uso de almacenamiento para múltiples servicios. -Establecer reglas de remuneración. -Automatizar despacho.

Planificación de la transmisión	-Incluir criterios de flexibilidad local. -Evaluar soluciones como almacenamiento o FACTS. -Mejorar coordinación institucional.
Digitalización y medición avanzada	-Establecer exigencias de medición inteligente. -Habilitar control y monitoreo en tiempo real. -Protocolos de comunicación.

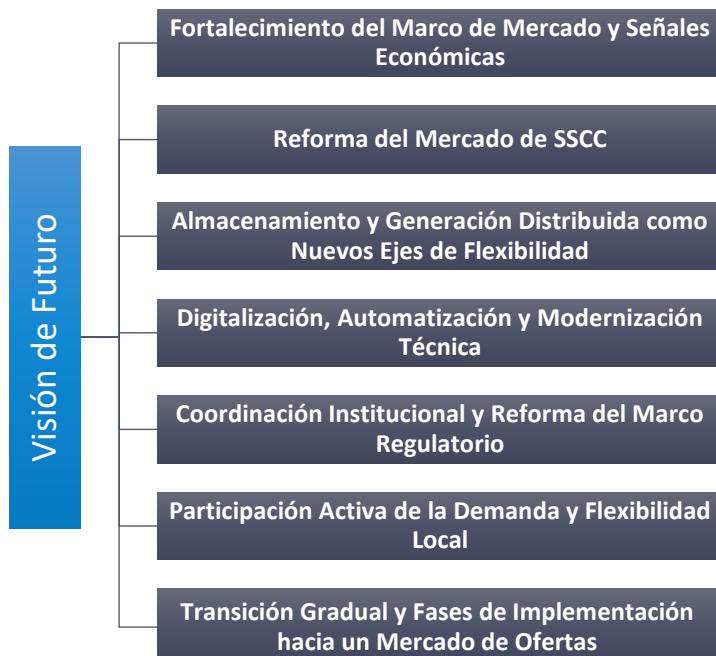
Fuente: Elaboración GME

4.6. Evolución de los sistemas eléctricos

4.6.1. Visión de Futuro: Desafíos, Oportunidades y Caminos para la Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Chileno

A partir del análisis de las entrevistas realizadas a diversos actores del sector eléctrico chileno, se identifican múltiples perspectivas convergentes sobre el futuro del sistema eléctrico en relación con la necesidad de flexibilidad. Estas visiones, si bien diversas en matices, pueden agruparse en siete grandes ejes temáticos, identificados en Figura 55, que delinean los principales desafíos, oportunidades y mecanismos propuestos para avanzar hacia un sistema eléctrico más resiliente, eficiente y adaptado a la transición energética.

Figura 55. Visión de futuro del SEN



Fuente: Elaboración GME

a) Fortalecimiento del Marco de Mercado y Señales Económicas

Un grupo importante de entrevistados subraya la necesidad de preservar y perfeccionar el diseño de mercado como base para promover inversiones en flexibilidad. Se plantea que el desafío principal será asegurar que las señales económicas reflejen adecuadamente el valor de los atributos flexibles, de modo que la expansión del sistema no dependa exclusivamente de planificación centralizada o subsidios.

Se propone avanzar hacia mercados más dinámicos, con precios nodales y estructuras que internalicen adecuadamente el riesgo y la variabilidad. La transición hacia esquemas de ofertas vinculantes y mecanismos de escasez es vista como una evolución natural para mantener un entorno competitivo que incentive la innovación tecnológica y la eficiencia operativa.

b) Reforma del Mercado de SSCC

Existe consenso sobre que el actual mercado de SSCC presenta limitaciones estructurales. Actualmente, opera más como un sistema de pagos por costos que como un mercado con competencia por precio y tecnología. La mayoría de los entrevistados coincide en que se requiere una reforma profunda para que el SSCC se transforme en un verdadero espacio competitivo donde se remuneren de forma explícita y diferenciada atributos como rampas, inercia, reservas rápidas y regulación de frecuencia.

Asimismo, se enfatiza que dicha reforma debe contemplar reglas claras para la participación de tecnologías emergentes como almacenamiento, inversores avanzados y demanda flexible, superando los sesgos existentes hacia soluciones convencionales.

c) Almacenamiento y Generación Distribuida como Nuevos Ejes de Flexibilidad

Un eje recurrente en las entrevistas es el protagonismo que tendrán el almacenamiento y la generación distribuida en el futuro del sistema eléctrico. Diversos actores visualizan que la masificación de baterías —tanto a escala de red como a nivel local— será un componente clave para gestionar la variabilidad e incertidumbre propias de un sistema con alta penetración renovable.

En este contexto, se reconoce que la flexibilidad ya no provendrá únicamente de grandes plantas o sistemas centralizados, sino también de soluciones modulares, ubicadas cerca de los centros de consumo, que requerirán nuevos marcos normativos, tarifarios y operativos para integrarse efectivamente.

d) Digitalización, Automatización y Modernización Técnica

La digitalización es vista como una condición habilitante fundamental para gestionar la creciente complejidad del sistema. Se plantea que herramientas como inteligencia artificial, sensores distribuidos, control automático y sistemas avanzados de monitoreo permitirán mejorar la calidad de los pronósticos, optimizar el despacho en tiempo real y detectar eventos anómalos con mayor anticipación.

En paralelo, se destaca que estas tecnologías deben ir acompañadas de inversiones en capital humano y capacidades técnicas, para asegurar su implementación efectiva y confiable. La automatización del despacho y la modernización del Centro de Control son prioridades ampliamente compartidas.

e) Coordinación Institucional y Reforma del Marco Regulatorio

Varias entrevistas coinciden en que los desafíos futuros de flexibilidad no pueden abordarse sin una mejora sustantiva en la coordinación entre las instituciones que lideran la planificación, regulación y operación del sistema. Se observa que, actualmente, estas funciones operan con mandatos fragmentados y ritmos desalineados, lo cual ralentiza la toma de decisiones estratégicas.

Se propone profesionalizar los cargos técnicos, clarificar competencias, reducir solapamientos y establecer procesos de consulta y evaluación más sistemáticos. Asimismo, se subraya la necesidad de actualizar normas técnicas y reglamentos para que reconozcan explícitamente la flexibilidad como atributo económico, medible y remunerable.

f) Participación Activa de la Demanda y Flexibilidad Local

La demanda flexible emerge como un recurso estratégico aún subutilizado. Varios entrevistados señalan que los consumidores —especialmente los industriales y comerciales— podrían aportar significativamente a la flexibilidad del sistema, siempre que existan marcos adecuados que habiliten su participación.

Entre las propuestas destacan el desarrollo de tarifas dinámicas, la creación de mercados de respuesta a la demanda y el reconocimiento formal de agregadores como actores responsables y remunerados. Se enfatiza que este avance debe ir acompañado de infraestructura habilitante, como medidores inteligentes y plataformas de monitoreo a nivel de distribución.

g) Transición Gradual y Fases de Implementación

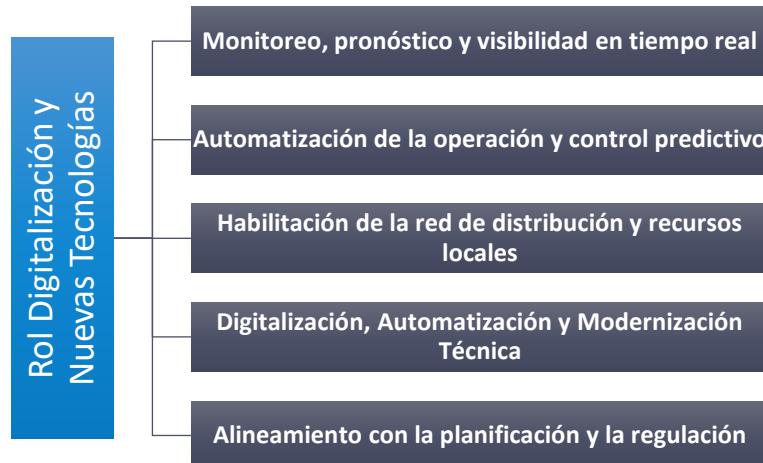
Finalmente, muchos entrevistados coinciden en que los cambios necesarios hacia un sistema más flexible deben implementarse de forma progresiva y ordenada. Se plantean hojas de ruta en fases, que permitan testear nuevas prácticas (como ofertas voluntarias o liquidaciones intradía) antes de escalar hacia un mercado plenamente liberalizado.

Este enfoque escalonado permitiría minimizar riesgos, fortalecer capacidades institucionales y generar confianza entre los actores. Para ello, se proponen indicadores de desempeño, evaluaciones periódicas y ajustes regulatorios adaptativos.

4.6.1. Rol de la Digitalización y Nuevas Tecnologías en la Planificación y Operación del Sistema Eléctrico

La digitalización y el uso de nuevas tecnologías como inteligencia artificial (IA), sensores, automatización de control y medición inteligente son ampliamente reconocidos por los entrevistados como componentes estratégicos e imprescindibles para la evolución del sistema eléctrico chileno. En un entorno caracterizado por una creciente penetración de ERV, una red más descentralizada y una mayor complejidad operativa, estas herramientas emergen como facilitadores clave para la flexibilidad, resiliencia y eficiencia del sistema. Las opiniones de los actores entrevistados pueden agruparse en cinco grandes ejes, que describen las funciones que se espera que la digitalización cumpla, así como los aspectos técnicos y regulatorios asociados a su desarrollo e implementación.

Figura 56. Rol digitalización y nuevas tecnologías



Fuente: Elaboración GME

a) Del monitoreo, pronóstico y visibilidad en tiempo real

Uno de los beneficios más destacados de la digitalización es su capacidad para proporcionar visibilidad operativa en tiempo real sobre el estado del sistema, especialmente en redes de distribución y recursos distribuidos como los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Varios entrevistados enfatizan la necesidad de desplegar sensores, redes inteligentes y medición avanzada como condición para anticipar contingencias, reducir desvíos operativos y gestionar eficazmente recursos renovables.

En este sentido, la IA y los algoritmos predictivos permitirán mejorar sustancialmente la calidad de los pronósticos de generación renovable y demanda, reduciendo la dependencia de maniobras correctivas de última hora. Se destaca además la utilidad de la modelación dinámica en línea y de tecnologías como los PMU (medidores fasoriales de estado) para monitorear la estabilidad del sistema con alta resolución temporal y espacial.

b) Automatización de la operación y control predictivo

Otro ámbito clave identificado por los entrevistados es la necesidad de avanzar hacia una operación más automatizada y con capacidad de respuesta dinámica. Se plantea que, frente a eventos como rampas solares, caídas eólicas o perturbaciones de red, el sistema debe contar con herramientas que ajusten el despacho, activen reservas o redirijan flujos de energía en forma casi inmediata.

Entre las propuestas destacadas se encuentran el fortalecimiento de los sistemas de despacho automático (SCED), la optimización bajo incertidumbre, la programación intradiaria en múltiples ventanas y la integración de control predictivo como soporte a la operación real. Este tipo de herramientas permitiría transitar desde una operación reactiva a una más anticipativa y eficiente.

c) Habilitación de la red de distribución y recursos locales

Diversos entrevistados subrayan que la digitalización debe extenderse a la red de distribución, habilitando la participación de recursos locales como almacenamiento domiciliario, flotas de vehículos eléctricos, generación distribuida y programas de demanda flexible. Actualmente, estos recursos permanecen en gran medida invisibilizados para el Coordinador Eléctrico Nacional, lo que impide su uso eficiente como fuentes de flexibilidad.

La implementación de medición inteligente, plataformas de control remoto, SCADA distribuido y la eventual creación de la figura del DSO son medidas necesarias para lograr una integración efectiva de estos recursos, aportando resiliencia local y capacidad de ajuste rápido en zonas específicas del sistema.

d) Desarrollo de capacidades humanas y gobernanza técnica

De forma transversal, los entrevistados advierten que la incorporación de tecnologías digitales debe ir acompañada de una inversión decidida en formación técnica, procedimientos operativos y cultura organizacional. Se enfatiza que el personal técnico —en especial operadores, despachadores y planificadores— debe estar capacitado no solo para interpretar datos y modelos, sino también para supervisar y validar decisiones generadas por sistemas automatizados.

Asimismo, se señala la importancia de establecer protocolos de ciberseguridad, interoperabilidad tecnológica y gestión de datos que garanticen un funcionamiento confiable y seguro del sistema digitalizado. La digitalización, advierten, no debe enfocarse únicamente en hardware o consultorías, sino en fortalecer el capital humano e institucional que le da sentido operativo.

e) Alineamiento con la planificación y la regulación

Por último, varios entrevistados coinciden en que la digitalización solo será efectiva si se articula de forma coherente con la planificación energética, la expansión de la red y el diseño regulatorio vigente. Se plantea que es necesario revisar las normas técnicas, los criterios de tarificación y los procesos de planificación para incluir explícitamente las oportunidades y requerimientos que implica operar un sistema digitalizado.

En este sentido, se propone que la regulación evolucione desde prescribir cómo operar hacia definir qué objetivos debe cumplir el sistema (desempeño, eficiencia, seguridad), permitiendo que las herramientas digitales puedan adaptarse dinámicamente a nuevas condiciones sin barreras normativas innecesarias.

4.6.2. Evolución a un mercado de ofertas

a) Transición estructurada y progresiva hacia un mercado de ofertas

Diversos actores del sector eléctrico coinciden en que la evolución hacia un mercado de ofertas vinculantes debe realizarse de manera gradual, ordenada y técnicamente fundamentada. Proponen una hoja de ruta compuesta por etapas intermedias, como la introducción de pre-ofertas voluntarias, mercados intradiarios y esquemas regulados de transición, antes de implementar un mercado de ofertas pleno.

Este enfoque busca generar aprendizajes institucionales, fortalecer las capacidades operativas del sistema y mitigar riesgos asociados a la concentración de mercado o a la

falta de preparación técnica. Se plantea también que este proceso debe estar respaldado por reglas claras, mecanismos de escasez, monitoreo activo y una estructura que permita remunerar atributos de flexibilidad de manera eficiente y tecnológicamente neutra.

b) Mantenimiento del mercado de costos con perfeccionamientos

Algunos actores del sector eléctrico plantean que la transición hacia un sistema más flexible no requiere un rediseño estructural del mercado, sino el perfeccionamiento del modelo actual basado en costos. Esta visión propone mantener la lógica de planificación centralizada y despacho por costos marginales, incorporando mejoras técnicas y normativas que permitan una operación más eficiente y la integración progresiva de recursos flexibles.

Entre las medidas sugeridas se incluyen la modernización del mercado de servicios complementarios, el fortalecimiento de las capacidades del Coordinador Eléctrico Nacional, la creación de figuras habilitantes como el DSO, y la implementación de normas que permitan reconocer y remunerar atributos de flexibilidad en el marco regulatorio vigente.

Este enfoque enfatiza la necesidad de corregir distorsiones, mejorar las señales operativas dentro del sistema actual y asegurar una coordinación institucional más efectiva, sin avanzar necesariamente hacia un mercado de ofertas o de precios.

c) Mercado mixto: combinación de contratos y señales operativas

Una de las visiones recogidas propone avanzar hacia un modelo de mercado híbrido, que combine la estabilidad de los contratos de largo plazo con mecanismos operativos de corto plazo que reconozcan y remuneren atributos de flexibilidad. Este enfoque busca equilibrar la seguridad para la inversión con la necesidad de eficiencia dinámica en la operación del sistema.

La propuesta considera fundamental alinear planificación, tarificación y operación bajo una lógica coherente, permitiendo que los contratos se complementen con señales económicas que reflejen condiciones reales del sistema, como rampas, congestiones o desviaciones. Este modelo permitiría gestionar la transición sin alterar completamente el diseño actual, incorporando progresivamente elementos de flexibilidad.

5. Conclusiones

Las conclusiones de este capítulo sintetizan los principales hallazgos del análisis realizado, integrando las evidencias de los capítulos previos y las entrevistas a actores clave del sector. En ellas se destacan los desafíos estructurales, regulatorios y operativos que enfrenta el SEN, junto con las oportunidades que ofrecen nuevas tecnologías, la demanda flexible y el desarrollo de mercados más eficientes. Estos elementos permiten delinejar las transformaciones necesarias para avanzar hacia un sistema eléctrico más resiliente, competitivo y coherente con los objetivos de descarbonización.

5.1. Desafíos estructurales y regulatorios

El análisis crítico realizado en este capítulo confirma que el SEN enfrenta crecientes desafíos estructurales y regulatorios para proveer flexibilidad operativa en forma suficiente, eficiente y oportuna, en un escenario marcado por la descarbonización acelerada

y la expansión sostenida de las ERV. Tal como se evidenció en la revisión internacional (Capítulo III) y en los estudios previos (Capítulo IV), la transición hacia sistemas eléctricos con alta penetración de ERV requiere transformaciones profundas en el diseño de mercado, en la regulación y en la infraestructura.

5.2. Dependencia de tecnologías convencionales y barreras para emergentes

En el plano operativo, la provisión de atributos de flexibilidad depende aún de tecnologías convencionales —hidráulicas y térmicas— que, si bien han sido el pilar histórico de la confiabilidad, presentan limitaciones técnicas, económicas y medioambientales para sostener un mayor aporte futuro. En contraste, tecnologías emergentes como el almacenamiento, la respuesta de la demanda y la generación distribuida mantienen una participación marginal debido a vacíos normativos, ausencia de señales económicas y falta de marcos habilitantes que permitan su integración competitiva y eficiente.

5.3. Vacíos regulatorios en la valorización de atributos de flexibilidad

Desde la perspectiva regulatoria, si bien se han incorporado avances significativos —como el despacho cooptimizado o la Estrategia de Flexibilidad—, persisten vacíos relevantes en la definición y valorización de atributos críticos como inercia, rampas rápidas y partida en negro. Estos atributos carecen de métricas operativas estandarizadas y de precios que reflejen su valor económico, lo que debilita las señales de inversión y frena la incorporación de soluciones tecnológicas innovadoras.

5.4. Restricciones en transmisión y necesidad de soluciones flexibles

En materia de transmisión, se identifican cuellos de botella estructurales que limitan la operación flexible y aumentan los vertimientos de generación renovable. Aun cuando existen procesos de planificación en curso, se requiere modernizar el enfoque hacia uno que combine expansión física con soluciones flexibles —como dispositivos FACTS, esquemas de control avanzado y servicios de soporte de tensión—, tal como recomiendan las buenas prácticas internacionales y lo señalan varios estudios recientes en Chile.

5.5. Almacenamiento y generación distribuida: interés creciente, participación marginal

Respecto al almacenamiento y la generación distribuida, se constata un interés creciente por parte de la industria, pero su rol en los servicios complementarios continúa siendo marginal. Ello responde a la falta de esquemas de remuneración adecuados, restricciones normativas que limitan su acceso a los mercados de SSCC y carencia de estándares técnicos que habiliten su operación confiable. Estas barreras han sido consistentemente identificadas en los estudios previos y deben ser resueltas para aprovechar su potencial en la provisión de rampas, reservas e inercia.

5.6. Potencial de la demanda flexible

La demanda flexible emerge como un recurso con alto potencial, especialmente para la provisión de rampas y reservas, en línea con lo observado en otros países. No obstante, su desarrollo está limitado por la falta de tarifas dinámicas, la inexistencia de plataformas

de agregación y la insuficiente granularidad de los sistemas de medición. La implementación de estos elementos será clave para materializar la participación efectiva de la demanda en los mercados de energía y servicios.

5.7. Pronósticos renovables: debilidades y necesidad de mejoras

Otro aspecto crítico identificado es la calidad de los pronósticos de generación renovable, evaluados como poco precisos, no estandarizados ni vinculantes. Esta debilidad obliga al Coordinador a operar con altos niveles de incertidumbre, afectando la eficiencia del despacho y dificultando una gestión preventiva de la variabilidad. Entre las medidas propuestas destacan la adopción de metodologías probabilísticas, la introducción de bandas de tolerancia con mecanismos de penalización, y la mejora en la supervisión y trazabilidad de los errores de pronóstico, prácticas que reflejan los aprendizajes internacionales más avanzados.

5.8. Necesidad de modernización normativa e institucional

Las entrevistas a actores clave del sector reafirman el diagnóstico técnico y regulatorio, señalando la necesidad urgente de modernizar la normativa vigente y fortalecer la coordinación institucional entre los organismos responsables del diseño, operación y fiscalización del sistema. En coherencia con lo analizado en los capítulos III y IV, la transición hacia un SEN más flexible y resiliente requerirá no solo ajustes normativos, sino también una transformación estructural en la forma de planificar, operar y valorizar los recursos, reconociendo de manera explícita los atributos de flexibilidad y generando señales de mercado que incentiven inversiones eficientes y sostenibles.

5.9. Avanzar hacia un mercado de ofertas

Adicionalmente, se identifica la necesidad de avanzar hacia un mercado de ofertas, en coherencia con la experiencia internacional y los diagnósticos nacionales revisados. La transición desde un esquema centralizado a uno basado en ofertas permitiría reflejar de mejor manera los costos y atributos de flexibilidad de cada recurso, generando señales de precio más eficientes y no discriminatorias. Este cambio favorecería la incorporación competitiva de tecnologías emergentes —como almacenamiento, demanda y generación distribuida—, al mismo tiempo que habilitaría la valorización explícita de servicios complementarios y atributos técnicos hoy no reconocidos. La implementación de un mercado de ofertas, acompañada de ajustes normativos y operativos, se proyecta como un elemento estructural para garantizar eficiencia, transparencia y resiliencia en la operación del SEN en el mediano y largo plazo.

VI Contribución de Cada Tecnología a los Atributos de Flexibilidad

Este capítulo cuantifica cuánto aporta cada tecnología —hidráulica, térmica, eólica, solar, almacenamiento y demanda gestionable— a los atributos de flexibilidad del SEN.

Tal como se explicó en el capítulo 2, La flexibilidad en un sistema eléctrico de potencia se entiende como la capacidad del sistema para responder eficazmente a variaciones imprevistas o rápidas en la oferta y la demanda de energía. Esta respuesta puede ser requerida por múltiples causas, como la variabilidad de las energías renovables variables, la ocurrencia de contingencias, la insuficiencia de reservas, o bien limitaciones operativas del sistema. Para caracterizar esta capacidad de forma técnica y operativa, se ha desarrollado una clasificación que distingue entre atributos globales y atributos específicos de la flexibilidad, a partir de un enfoque metodológico basado en revisión bibliográfica, estudios previos, entrevistas con actores clave y experiencias internacionales.

A partir de los análisis realizados en los capítulos previos, fue posible identificar atributos globales, tradicionales y emergentes (ver figura Figura 57). Los atributos globales, analizan la flexibilidad como un atributo en sí mismo.

Los atributos técnicos tradicionales de flexibilidad han sido fundamentales para garantizar la operación segura y estable del sistema eléctrico británico. Entre ellos se encuentran la capacidad de rampa, la reserva operativa, la respuesta de frecuencia, el tiempo de activación y la duración de entrega, que permiten gestionar desequilibrios entre generación y demanda en diferentes escalas temporales. A su vez, atributos vinculados a la estabilidad del sistema, como la inercia, la fortaleza de red, el control de tensión y la provisión de potencia reactiva, son esenciales para enfrentar contingencias dinámicas y mantener condiciones operativas seguras, especialmente en un contexto de creciente participación de recursos no síncronos. Además, la flexibilidad de la red de transmisión ha adquirido un rol estratégico, permitiendo gestionar congestiones y flujos de potencia mediante tecnologías como FACTS o esquemas de redispatching, sin necesidad de ampliar físicamente la infraestructura existente.

Entre los atributos emergentes identificados en la experiencia internacional están la despachabilidad o controlabilidad digital que permite operar de forma remota y automática dispositivos conectados a plataformas inteligentes, mientras que la movilidad eléctrica flexible reconoce a los vehículos eléctricos como activos energéticos que pueden ofrecer servicios al sistema (V2G, carga diferida). La modularidad de recursos y el valor local destacan la capacidad del sistema para integrar unidades distribuidas y generar beneficios específicos en redes locales, como evitar refuerzos o gestionar congestión. Asimismo, atributos como la flexibilidad temporal, la multivectorialidad (coordinación entre electricidad, calor e hidrógeno) y la resiliencia climática y estacional son cada vez más relevantes en la planificación del sistema, al permitir responder ante eventos prolongados de estrés y avanzar hacia un modelo net-zero resiliente y adaptable.

Considerando la data disponible, de todos los atributos identificados, en este reporte se analizan los atributos globales y técnicos que se describen a continuación. Respecto de los atributos globales, .se analizarán el *Flexible Capacity Need*, utilizado por CAISO, que

estima mensualmente el volumen de capacidad que debe estar disponible para cubrir las rampas de carga neta más exigentes en el sistema y el *Normalized Flexibility Index* (NFI), que permite evaluar la capacidad de adaptación del sistema en su conjunto.

Respecto de los atributos técnicos específicos, se analizará en primer lugar la capacidad de rampa, que expresa la velocidad a la que una unidad generadora puede aumentar o reducir su producción en un intervalo de tiempo. Es un atributo crítico para enfrentar transiciones rápidas entre distintas condiciones de operación, como ocurre durante los atardeceres o amaneceres con alta generación solar.

En segundo lugar, se considera la inercia, entendida como la resistencia natural del sistema frente a cambios abruptos en la frecuencia, producto del momento de inercia de las máquinas sincrónicas. Una menor inercia sistémica aumenta la vulnerabilidad del sistema frente a contingencias, por lo que su medición y distribución territorial es esencial, especialmente en sistemas con alta presencia de generación renovable no síncrona.

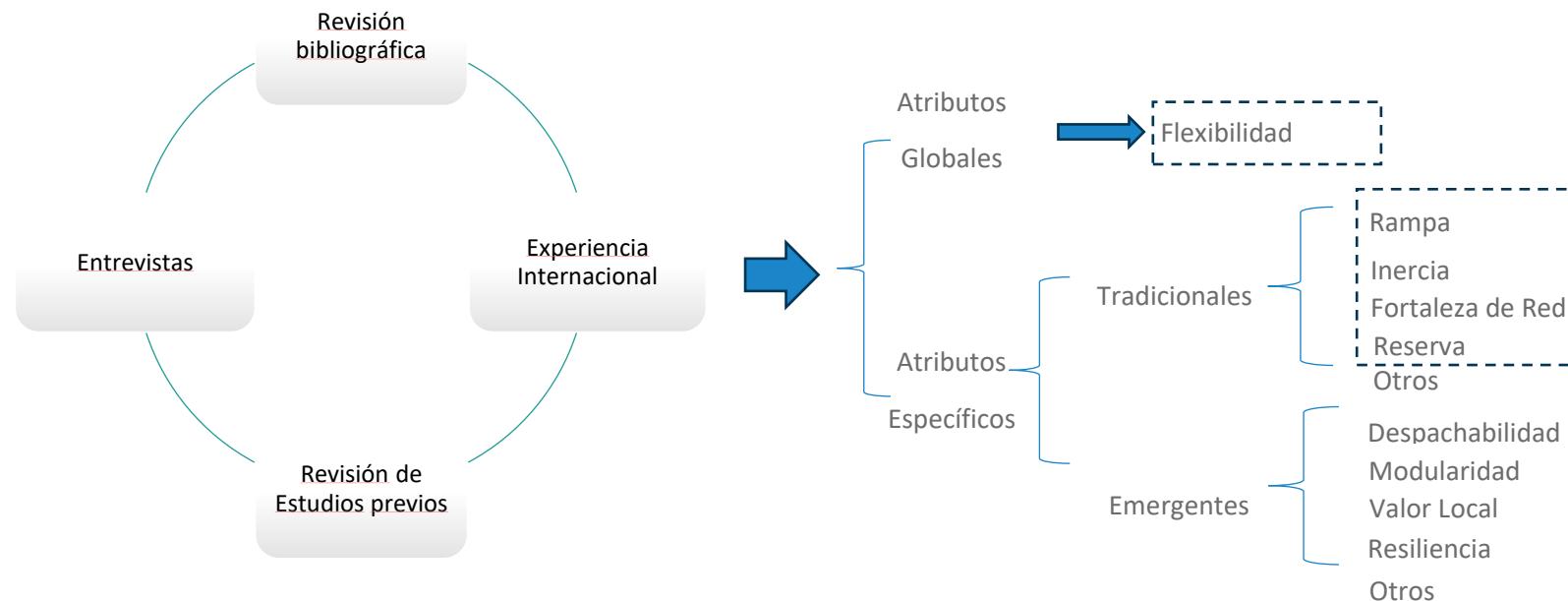
Otro atributo fundamental que se estudiará es la fortaleza de red, que hace referencia a la capacidad del sistema de transmisión para evacuar generación desde los centros de producción hacia los centros de consumo, sin incurrir en congestiones o restricciones que limiten el despacho económico o técnico de las unidades. Este atributo es especialmente relevante en contextos donde la expansión de las ERV no ha sido acompañada por un desarrollo proporcional de la infraestructura de transmisión.

Asimismo, se incluye el atributo de reserva, el cual se desagrega en distintas capas según la temporalidad y tipo de servicio requerido. Por ejemplo, el control primario de frecuencia de subida en 10 segundos (CPF+@10s) es una reserva automática diseñada para contener desviaciones de frecuencia ante perturbaciones súbitas, mientras que otras reservas permiten cubrir eventos de mayor duración o brindar soporte ante incertidumbres en la programación diaria.

Adicionalmente en Anexo 1: Atributos de flexibilidad, se entrega información adicional de otros aspectos como el Ciclado de máquinas y análisis de información 15-minutla.

En conjunto, esta estructura de atributos permite construir un marco conceptual y técnico para evaluar la flexibilidad del sistema eléctrico nacional. La siguiente figura resumen la metodología de identificación de atributos construida durante este estudio.

Figura 57. Metodología identificación atributos



1. Flexibilidad Global

Para efectos del presente estudio, se adopta una definición operativa de flexibilidad centrada en la capacidad del sistema eléctrico de mantener el balance instantáneo entre inyecciones y retiros ante variaciones no previstas en cualquiera de ellos, desde esta perspectiva, el estudio incorpora el cálculo de un indicador agregado denominado *Normalized Flexibility Index* (NFI), que permite cuantificar la relación entre las capacidades técnicas de respuesta rápida del sistema y las exigencias impuestas por la variabilidad de la demanda neta. Este indicador se constituye como una primera aproximación para evaluar si el sistema chileno dispone, en términos estructurales, de la habilidad necesaria para enfrentar los desafíos operativos asociados a una matriz de generación cada vez más renovable.

1.1. Indicador NFI Global 2024

El NFI es un indicador diseñado para cuantificar la capacidad de un sistema eléctrico de adaptarse a variaciones en la oferta y demanda de energía. Este índice normalizado permite evaluar de manera comparativa la flexibilidad del parque generador en función de su capacidad de respuesta ante fluctuaciones en la generación de fuentes renovables variables, como la solar y la eólica, así como ante cambios en la demanda del sistema. El NFI se basa en dos atributos de la generación flexible:

- Capacidad de rampa: Representa la rapidez con la que una unidad generadora puede aumentar o disminuir su producción de energía. Una mayor capacidad de rampa implica una mejor capacidad de respuesta ante variaciones bruscas en la oferta y la demanda. Para fines de este estudio se ha considerado la capacidad que las unidades son capaces de alcanzar durante un período de 15 minutos considerando su capacidad de rampa y que el sistema se encuentra actualmente migrando a una medición en esta escala temporal.
- Reserva operativa disponible: Se refiere a la potencia adicional que una unidad de generación puede aportar o reducir en un determinado período de tiempo sin comprometer su estabilidad operativa.

Matemáticamente, el NFI de una unidad generadora i se calcula como⁷⁰:

$$\text{NFI}(i) = \frac{1}{2} (P_{\max}(i) - P_{\min}(i)) + \frac{1}{2} \frac{\text{Ramp}(i)}{P_{\max}(i)}$$

Dónde:

- $P_{\max}(i)$ es la potencia máxima de la unidad,

⁷⁰ Review: "An Overview of Power System Flexibility: High Renewable Energy Penetration Scenarios", Md Motinur Rahman et al., Energies 2024.

- $P_{min}(i)$ es la potencia mínima operativa,
- $Ramp(i)$ es el promedio de las capacidades de rampa de subida y bajada.

Para obtener un valor global del sistema, se calcula un promedio ponderado de los NFI de cada unidad de generación, permitiendo así una evaluación integral de la flexibilidad del sistema eléctrico en su conjunto. Un valor de NFI cercano a 1 indica un alto grado de flexibilidad, mientras que valores más bajos sugieren limitaciones en la capacidad de adaptación del sistema.

Este índice resulta útil en sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables, donde la variabilidad de la generación introduce desafíos operacionales significativos. La aplicación del NFI facilita la identificación de unidades con mayor capacidad de respuesta, orientando decisiones en la planificación y operación del sistema, así como en el diseño de mecanismos de mercado que incentiven la flexibilidad.

Para el año 2024, el NFI del Sistema Eléctrico Nacional chileno se estima en un 45%, lo que indica que cerca de la mitad del parque generador opera con un nivel de flexibilidad superior al promedio del sistema, mientras que la otra mitad presenta valores más bajos. Este dato es crucial, ya que sugiere que una porción importante de la capacidad instalada no posee las condiciones óptimas para aportar en la regulación y balanceo del sistema. Esta limitación podría generar desafíos operativos en momentos de alta penetración renovable o en situaciones de contingencia, donde la capacidad de respuesta rápida del sistema se vuelve esencial para garantizar la estabilidad de la red.

A pesar de la relevante información proporcionada por el NFI, Sin embargo, este indicador global oculta importantes asimetrías tecnológicas. Al desagregar el NFI medio por tipo de recurso, se revela una concentración significativa de la capacidad de respuesta en un subconjunto de tecnologías específicas.

1.1.1. Aporte por tecnologías de NFI 2024

El análisis del NFI medio por tecnología permite desagregar el indicador global y comprender con mayor precisión qué tipo de recursos contribuyen efectivamente a la flexibilidad del sistema y en qué medida. Esta visión es clave para orientar decisiones regulatorias, ya que permite identificar tanto las fuentes con mayor capacidad técnica de respuesta como aquellas cuyo aporte es limitado o nulo, a pesar de su peso en la capacidad instalada total. Los resultados muestran que:

El recurso hidroeléctrico es, en promedio, el más flexible del sistema, con un NFI medio del 62%. Su capacidad analizada (4042 MW) lo posiciona como la segunda tecnología más abundante del sistema, detrás del GNL. Esta combinación de volumen significativo y alta capacidad técnica de respuesta convierte a las hidroeléctricas en un pilar estructural para la cobertura de servicios de flexibilidad. Su participación debería ser estratégicamente preservada y optimizada a través de señales que reconozcan este atributo.

El GNL representa la tecnología más abundante del sistema y con más firmeza que el recurso hidroeléctrico, con 5,453 MW de capacidad analizada. Su NFI medio del 43% es cercano a la media sistémica (45%), lo que sugiere una contribución consistente, aunque no sobresaliente, a la cobertura de los requerimientos de flexibilidad. Su rol operativo y económico dependerá en gran medida de los incentivos existentes para su participación en mercados de reservas y servicios complementarios.

El diésel presenta un NFI medio del 45%, alineado con el promedio del sistema. Con 3533 MW de capacidad, su aporte puede ser relevante, particularmente como respaldo en escenarios de estrés operativo. No obstante, su participación está condicionada por costos variables elevados y posibles restricciones ambientales o contractuales. Su eficiencia como proveedor de flexibilidad dependerá de que su uso esté bien focalizado y respaldado por mecanismos que eviten su despacho innecesario.

En el extremo opuesto, el carbón muestra un NFI medio de apenas 28%, lo que lo convierte, en promedio, en la tecnología menos flexible del sistema. De los 3,159 MW analizados, la mayor parte no contribuye de forma efectiva a cubrir necesidades de flexibilidad de corto plazo. Su rol debe entenderse más como proveedor de energía base que como soporte operativo ante desbalances, y su participación en servicios de reserva tiende a generar costos evitables cuando no existen alternativas disponibles o mecanismos que prioricen recursos más adecuados.

La figura siguiente ilustra gráficamente la relación entre capacidad analizada y NFI medio por tecnología, destacando la asimetría en el aporte relativo a la flexibilidad:

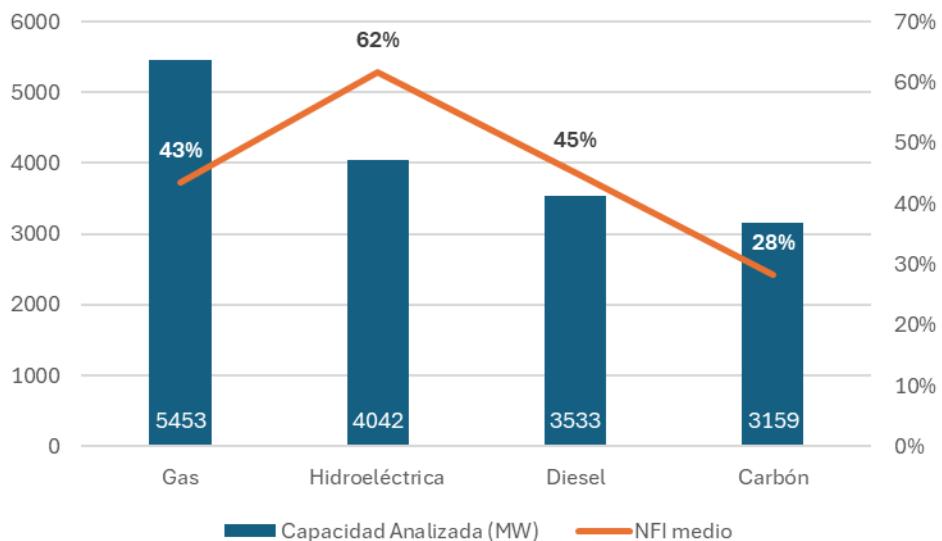
Tabla 19. Flexibilidad por tecnología, línea base NFI Global 45%⁷¹

Tecnología	Participación (%)	Flexible	No Flexible
Flexibilidad Carbón	28%	46%	26%
Total Carbón (MW)	3,159	377	2,782
Flexibilidad Diésel	45%	54%	28%
Total Diésel	3,533	2,374	1,159
Flexibilidad GNL	43%	56%	35%
Total GNL	5,453	2,170	3,283
Flexibilidad Hidroeléctricas	62%	64%	45%
Total Hidroeléctricas	4,042	3,575	467
Flexibilidad sistémica	45%		

Fuente: Elaboración GME

⁷¹ Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

Figura 58. Necesidad de Flexibilidad para el SEN⁷²



Fuente: Elaboración GME

El detalle por unidad que puede aportar rampa se muestra en el Anexo 1, secciones 1.1 y 1.2.

Este diagnóstico técnico habilita una discusión de naturaleza regulatoria y económica, si el sistema cuenta con tecnologías con alto valor técnico en términos de flexibilidad (hidráulica, GNL, y en un futuro BESS) es necesario contar con los mecanismos que aseguren que estas tecnologías sean activadas prioritariamente. Por otro lado, es necesario contar con incentivos que permitan que recursos más baratos y eficientes (como el almacenamiento) reemplacen progresivamente el uso de unidades menos flexibles o más costosas (como el carbón o ciertos ciclos combinados).

Los puntos anteriores son centrales para construir un diseño de mercado que asegure la disponibilidad efectiva, competitiva y económicamente eficiente de los recursos de flexibilidad requeridos en el nuevo contexto de operación del SEN chileno.

Por tanto, los resultados del NFI deben ser entendidos como insumo para avanzar hacia una agenda regulatoria que considere no sólo la existencia física de los recursos flexibles, sino también las condiciones bajo las cuales estos recursos se incorporan a la operación. En este sentido, es fundamental reconocer que el hecho de que el sistema tenga un NFI adecuado no implica necesariamente que las capacidades estén disponibles en forma económicamente eficiente.

La experiencia internacional muestra que un sistema puede tener recursos suficientes

⁷² Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

desde el punto de vista técnico, pero no contar con un diseño de mercado que asegure su oferta eficiente, lo cual se traduce en mayores costos operativos (por ejemplo, despacho forzado de unidades térmicas).

Los hallazgos presentados en esta sección sientan las bases para una discusión más profunda sobre las habilidades que debe tener el sistema, la existencia de mecanismos que aseguren su disponibilidad efectiva, y la optimalidad económica con la que esas habilidades se integran a la operación.

La caracterización del NFI permite iniciar el diagnóstico estructural de flexibilidad del SEN, sin embargo, debe ser complementada con un análisis regulatorio e institucional adhoc que involucre:

- Los criterios con los cuales el Coordinador debe identificar necesidades de flexibilidad en el sistema (puede ser mecanismos existentes o futuros).
- Los mecanismos de contratación o asignación regulada vigentes.
- La existencia (o ausencia) de señales de precio eficientes para promover soluciones como el almacenamiento.

1.2. Aplicación del Indicador de Necesidad de Capacidad Flexible (CAISO) al SEN

CAISO ha desarrollado la siguiente métrica para medir la necesidad de flexibilidad en el sistema. El FCNA (*Flexible Capacity Needs Assessments*) determina los requerimientos mensuales de rampa⁷³ necesarios para gestionar los cambios rápidos en la demanda y la generación. Esta evaluación se basa en la mayor rampa neta de tres horas en cada mes, sumada a una reserva adicional para imprevistos. Matemáticamente, CAISO define la necesidad de flexibilidad como:

$$FCNA = \text{Flexibility Need}_{MTH_y} = (3RR_{HR_x,MTH_y}) + \max(MSSC, 3.5\% \times E(PL_{MTH_y})) + \varepsilon$$

Donde:

- $3RR_{HR_x,MTH_y}$ representa la mayor rampa neta de tres horas en el mes y.
- $E(PL_{MTH_y})$ es la demanda pico esperada para el mes y.
- $MSSC$ es la Contingencia Más Severa (la mayor falla inesperada que podría ocurrir).
- $3.5\% \times E(PL_{MTH_y})$ es el margen de reserva por contingencia.
- ε es un término de error que considera la incertidumbre en la previsión.

⁷³ <https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/Final-2024-Flexible-Capacity-Needs-Assessment-v2.pdf>

Con el objetivo de complementar la visión global de flexibilidad del sistema, se ha adaptado al contexto chileno la metodología empleada por el operador CAISO para determinar las necesidades mensuales de capacidad flexible. Esta métrica se fundamenta en el análisis de la rampa neta máxima de tres horas (3RR) para cada mes, adicionando una reserva fija equivalente a la contingencia simple más severa o un porcentaje de la demanda pico mensual, lo que resulte mayor.

Para su implementación en el SEN chileno, se utilizó como contingencia de referencia la desconexión de 400 MW correspondiente a la salida de San Isidro II (según el Informe de Control de Frecuencia y Determinación de Reserva 2024). Dado que el 3.5% de la demanda máxima mensual en todos los casos resultó inferior a dicho valor, se aplicó consistentemente la contingencia fija como reserva adicional.

El análisis mensual de este indicador para 2024 evidencia una marcada variabilidad estacional en la magnitud de las rampas de tres horas. Durante los meses de invierno, particularmente en julio, se observa el valor más alto de necesidad de capacidad flexible con 6,033 MW, lo que equivale al 48% de la demanda máxima mensual. Esta condición refleja el estrés operativo asociado a una baja producción solar vespertina, sumada al aumento de la demanda residencial en horario punta.

Tabla 20. Métrica Necesidad de Flexibilidad para el SEN⁷⁴

Mes	Rampa 3 hrs (MW)	Día inicio	hora fin	Día hora contingencia simple más severa (MW)	Necesidad de Flexibilidad SEN (MW)	Demandada Máxima (MW)
ene-24	5,161	22 18:00	22 21:00	400	5,561	10,191
feb-24	4,791	05 17:00	05 20:00	400	5,191	11,804
mar-24	5,283	18 17:00	18 20:00	400	5,683	11,650
abr-24	4,914	23 15:00	23 18:00	400	5,314	10,948
may-24	5,454	18 15:00	18 18:00	400	5,854	12,053
jun-24	5,326	02 15:00	02 18:00	400	5,726	11,997
Jul-24	5,633	21 15:00	21 18:00	400	6,033	11,830
ago-24	5,088	31 16:00	31 19:00	400	5,488	11,637
sep-24	3,816	07 16:00	07 19:00	400	4,216	11,063
oct-24	2,613	03 16:00	03 19:00	400	3,013	10,995
nov-24	2,215	13 16:00	13 19:00	400	2,615	11,499
dic-24	2,265	26 17:00	26 20:00	400	2,665	11,993

Fuente: Elaboración GME

Los meses de marzo a mayo también presentan rampas elevadas, entre 5,200 y 5,500 MW, manteniéndose en torno al 45% de la demanda pico mensual. Destaca el caso de enero, que, pese a tener menor demanda absoluta, registra una rampa equivalente al

⁷⁴ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

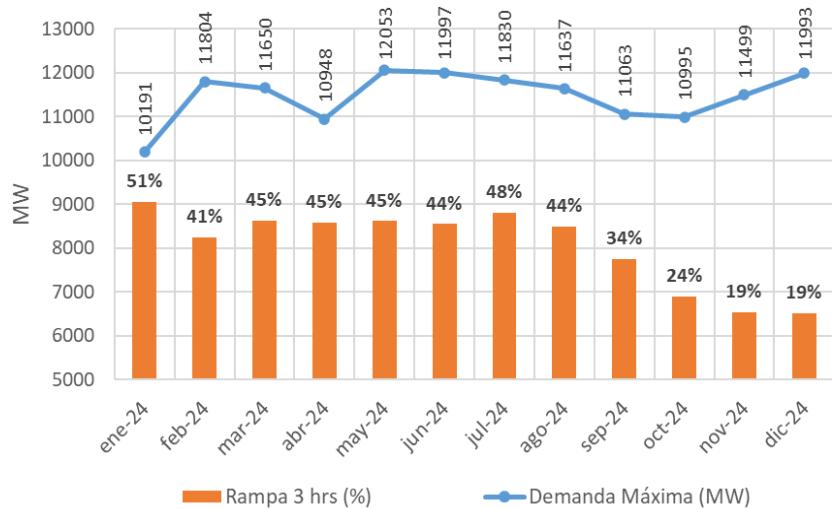
51% de su demanda máxima, configurándose como el mes con mayor exigencia relativa del año.

En contraste, el último trimestre (octubre-diciembre) muestra las condiciones más benignas, con rampas que representan entre 19% y 23% de la demanda máxima mensual, asociadas a mayor estabilidad meteorológica, menor demanda y mejor coincidencia con la generación renovable. Aun en estos casos, se mantiene la incorporación del bloque fijo de reserva por contingencia.

La estimación incluye también las horas críticas de ocurrencia de rampas, mayoritariamente ubicadas entre las 15:00 y 18:00 horas, lo cual concuerda con el perfil diario de caída de generación solar y ascenso de la curva de demanda.

Este enfoque aporta una dimensión operativa concreta a la caracterización de la flexibilidad, al permitir estimar en términos absolutos y mensuales cuánta capacidad flexible debería estar disponible para cubrir eventos simultáneos de rampa y contingencia. Además, habilita la discusión sobre mecanismos específicos para asegurar dicha disponibilidad en el mercado chileno, ya sea a través de reservas, obligaciones de oferta o señales de precio.

Figura 59. Necesidad de Flexibilidad para el SEN⁷⁵



Fuente: Elaboración GME

2. Fortaleza de Red

La transformación estructural del SEN está siendo impulsada por una alta penetración de generación renovable variable conectada mediante inversores, ha introducido nuevos

⁷⁵ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

desafíos para la estabilidad de tensión en distintas zonas del sistema. Este fenómeno es relevante en el norte del país, donde se ha concentrado una parte importante de la capacidad solar y eólica, y donde las condiciones de operación han derivado en una pérdida progresiva de lo que se conoce como fortaleza de red.

La fortaleza de red es la Relación de Cortocircuito (RCC o SCR por las siglas en inglés de Short-Circuit Ratio) que se ha usado tradicionalmente para cuantificar la rigidez de la red en el punto de conexión de electrónica de potencia. La relación de cortocircuito se define como:

$$RCC_i = \frac{S_{kssi}}{P_i}$$

donde S_{kssi} es la potencia subtransitoria de cortocircuito en MVA en el nodo i y P_i la potencia en MW inyectada por los inversores conectados al mismo nodo. Sin embargo, esta definición no considera la presencia de otros inversores en nodos eléctricamente cercanos al nodo i , condición a esperar en un escenario de alta penetración de generación renovable. En tales circunstancias, la potencia de cortocircuito S_{kssi} resultará "compartida" entre los inversores conectados a nodos eléctricamente cercanos. Para tomar cuenta de este efecto, se proponen diferentes índices equivalentes al RCC. Por su generalidad y aplicabilidad a cualquier topología de red uno de los más usados en este caso es la Relación de Cortocircuito Equivalente (RCCE, o ESCR Equivalent Short-Circuit Ratio, por sus siglas en inglés) que se define como sigue:

$$RCCE_i = \frac{S_{kssi}}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)}$$

donde IF_{ji} representa el factor de interacción entre los nodos i y j , y se define como:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i}$$

siendo ΔU_j el cambio de tensión en el nodo j para un pequeño cambio de tensión ΔU_i en el nodo i . El factor de interacción IF_{ji} representa la sensibilidad de tensión entre ambos nodos: así, nodos eléctricamente lejanos tendrán un $IF \rightarrow 0$ mientras que nodos eléctricamente cercanos tendrán $IF \rightarrow 1$. La potencia de cortocircuito en el nodo i se "reparte" ahora entonces entre el inversor conectado al propio nodo i y los inversores en los demás nodos ponderados según el factor de interacción.

Este concepto, representado técnicamente por la potencia de cortocircuito en los nodos del sistema de transmisión, alude a la capacidad de una barra eléctrica para resistir cambios bruscos en la amplitud y en la fase de su tensión frente a perturbaciones externas, como fallas o variaciones abruptas en la inyección de potencia. En términos

operativos, una red fuerte presenta escasa sensibilidad ante estos eventos, mientras que una red débil puede amplificarlos, generando respuestas no deseadas que afectan la estabilidad del sistema.

En condiciones de baja fortaleza, es común observar oscilaciones poco amortiguadas, dificultades para recuperar la tensión tras una contingencia, alteraciones en el funcionamiento de los sistemas de protección y desestabilización de los sistemas de control de plantas renovables variables. Este último punto es especialmente crítico considerando que la totalidad de la generación estática actualmente instalada en el SEN opera mediante inversores del tipo seguidor de red. Esta tecnología, ampliamente utilizada en plantas solares y eólicas, requiere que la red le imponga una referencia externa de tensión para operar correctamente. Si la fortaleza de red no es suficiente, la señal de referencia puede deteriorarse, dificultando la resincronización tras una falla y generando riesgos de desconexión en cascada.

Para caracterizar cuantitativamente este fenómeno, se utilizan indicadores como la relación de cortocircuito (SCR) y su versión equivalente (ESCR), que incorpora además la interacción entre nodos eléctricamente cercanos. El análisis técnico establece tres rangos críticos de estos indicadores. Cuando la relación supera el valor de 3 (Zona Verde), se considera que la barra se encuentra en una zona de fortaleza alta, permitiendo un ajuste individual de los controles de inversores. Valores entre 1.5 y 3 (Zona Amarilla) definen una zona de riesgo moderado, donde se requieren coordinaciones adicionales entre generadores. Por debajo de 1.5 (Zona Naranja), la estabilidad ya no puede garantizarse solo con ajustes de control, siendo necesario incorporar soluciones como condensadores sincrónicos o nuevas tecnologías de inversores con capacidad de formación de red (*grid-forming*).

2.1. Escenario de corto plazo

El diagnóstico de fortaleza de red realizado para el SEN bajo un escenario representativo de alta demanda diurna en 2025 confirma una pérdida significativa de rigidez en algunas barras del norte del país. Subestaciones como Kimal, Cumbre, Los Changos y Parinas presentan valores de ESCR cercanos a 1.6 o 1.8, ubicándose en la zona límite inferior para una operación estable de generación ERV. En contraste, bajo condiciones nocturnas donde predomina la generación sincrónica, los valores de ESCR aumentan significativamente en estas mismas barras, superando incluso el umbral de 8 en algunos casos.

Este contraste evidencia la estrecha relación entre la fortaleza de red y el tipo de generación en operación en cada momento del día. Mientras la generación sincrónica aporta rigidez y estabilidad, su desplazamiento en horas solares por generación estática reduce drásticamente la potencia de cortocircuito efectiva, comprometiendo la seguridad operativa del sistema.

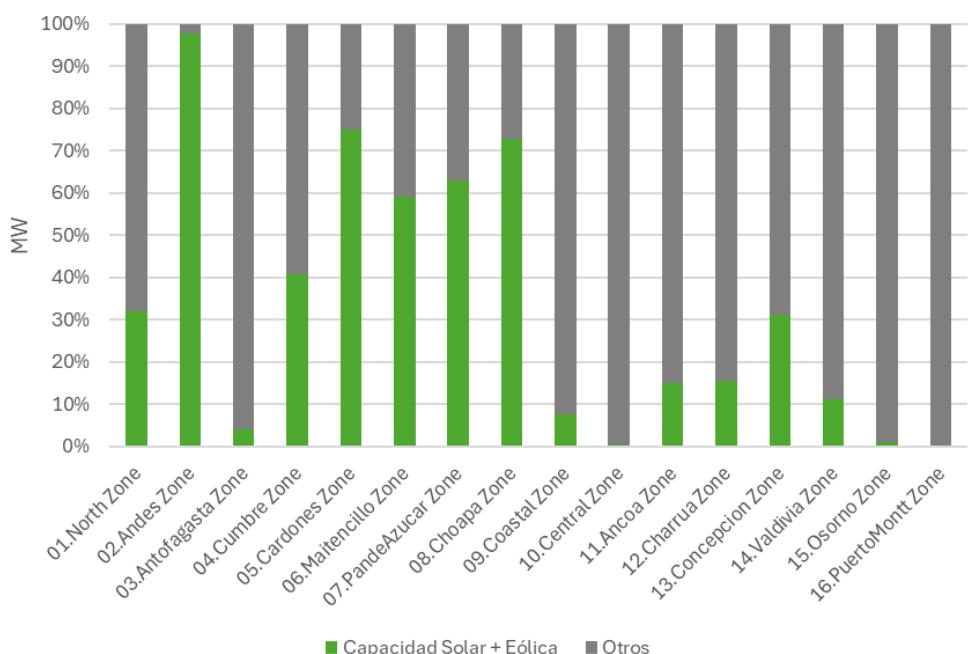
La Tabla 21 muestra los resultados del cálculo de ESCR para un escenario 2025 diurno de alta demanda (Escenario 1) y un escenario nocturno de baja demanda (Escenario 2).

Tabla 21. ESCR escenarios analizados 2025.⁷⁶

Subestación	Escenario 1	Escenario 2
Cumbre 500	1.84	8.00
Nueva Cardones 500 kV	2.57	8.60
Nueva Maitencillo 500 kV	2.04	8.26
Nueva Pan de Azúcar 500	2.47	8.18
S/E Alto Jahuel	5.01	12.16
S/E Ancoa	5.37	13.32
S/E Charrúa	6.49	13.86
S/E Kimal 500 kV	1.60	9.57
S/E Lo Aguirre 500 kV	4.78	11.67
S/E Los Changos	1.89	9.12
S/E Nueva Charrúa 500	5.81	14.02
S/E Parinas 500	1.84	8.31
S/E Polpaico	3.53	10.79

Fuente: Elaboración GME

Figura 60 Participación ERV vs Convencional en las Zonas operativas del CEN⁷⁷



Fuente: Elaboración GME

⁷⁶ Fuente: bases de datos del SEN en formato DIgSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

⁷⁷ Fuente: Estudio de Confiabilidad CEN 2030 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/Datos2030ST.zip>

Figura 60 muestra la proporción relativa de capacidad solar y eólica frente a otros tipos de generación en las distintas zonas del SEN. Se observa una concentración particularmente alta de generación renovable variable en las zonas North, Andes y Antofagasta, donde más del 90 % de la capacidad instalada corresponde a tecnologías solar y eólica. Este predominio de tecnologías tipo grid-following coincide con ubicaciones donde el índice de capacidad de cortocircuito efectiva (ESCR) presenta valores bajos o críticos, como en las subestaciones Kimal, Parinas, Cumbre y Pan de Azúcar, con valores de ESCR que oscilan entre 1.6 y 2 en el Escenario 1. Esta combinación de alta penetración renovable y débil sustentación de red representa un desafío técnico significativo, ya que puede comprometer la estabilidad de tensión y frecuencia del sistema frente a perturbaciones.

En este contexto, el elevado peso de tecnologías no sincrónicas en regiones con baja fortaleza eléctrica refuerza la necesidad de acelerar la adopción de soluciones como inversores *grid-forming*, almacenamiento con capacidades de soporte dinámico o compensadores sincrónicos, especialmente en zonas del norte grande. La planificación de expansión y conexión de nuevos proyectos ERV deberá considerar cuidadosamente estos indicadores para evitar cuellos de botella técnicos y asegurar la operación segura del sistema en condiciones de alta penetración renovable. Asimismo, estas zonas emergen como prioritarias para el diseño de nuevos mecanismos normativos y de mercado que viabilicen la incorporación de tecnologías capaces de aportar servicios complementarios esenciales en condiciones de baja inercia y bajo ESCR.

Por tanto, la transición hacia una matriz más limpia no puede desligarse de la necesidad de asegurar condiciones físicas adecuadas en la red que permitan su integración efectiva. La fortaleza de red, como atributo estructural, debe ser gestionada proactivamente con herramientas de planificación, diseño de señales económicas y operación coordinada del sistema.

2.2. Escenario 2030 y 2035

Tabla 22 muestra el cálculo de ESCR para escenarios de mediano y largo plazo (2030 y 2035) para un escenario diurno de alta demanda.

Se considera el escenario diurno como una opción conservativa dado el alto porcentaje de generación solar que resulta en una condición de ESCR mínimo por el desplazamiento de generación sincrónica durante este bloque del día. Se opta por un escenario de alta demanda, dado que el mismo puede estar asociado a un peak diurno de verano donde la generación solar es estacionalmente máxima. En estos escenarios 2030 y 2035 se consideran en servicio los compensadores sincrónicos que planean instalarse en el norte del país en marco de una licitación de esta tecnología que va a completarse en el 2027. Dada la presencia de dichos compensadores, que, en parte, compensan la salida de servicio de generación térmica en el sistema, particularmente en el norte, es que el ESCR no presenta reducciones tan significativas, al menos en 2030 con respecto al año 2025. En el 2035 se observa una reducción un poco más pronunciada y la necesidad para ese

momento de considerar la instalación de generación renovable grid forming o el agregado de compensadores sincrónicos adicionales, sobre todo, en el norte del sistema.

Tabla 22. ESCR escenarios analizados 2030 y 2035.⁷⁸

Subestación	Escenario diurno alta demanda 2030	Escenario diurno alta demanda 2035
Cumbre 500	1.67	1.46
Nueva Cardones 500 kV	2.44	2.25
Nueva Maitencillo 500 kV	1.90	1.67
Nueva Pan de Azúcar 500	2.32	2.09
S/E Alto Jahuel	4.86	4.76
S/E Ancoa	5.24	4.71
S/E Charrúa	6.36	6.30
S/E Kimal 500 kV	1.44	1.24
S/E Lo Aguirre 500 kV	4.64	4.31
S/E Los Changos	1.74	1.37
S/E Nueva Charrúa 500	5.69	5.64
S/E Parinas 500	1.67	1.51
S/E Polpaico	3.32	3.15

Fuente: Elaboración GME

3. Inercia

La inercia de un sistema eléctrico es la contracara de la sensibilidad angular y de frecuencia de este y por lo tanto es una forma indirecta de conocer la necesidad de reserva de potencia de alta velocidad de respuesta para compensar las variaciones de frecuencia. Dicho de otro modo, a mayor inercia, la frecuencia tendrá cambios de menor magnitud ante cualquier cambio en el equilibrio generación-demanda y por lo tanto se necesitarán menores montos, por ejemplo, de rampas rápidas de potencia para compensar variaciones degeneración renovable. Por lo tanto, puede decirse que a mayor inercia de un sistema este será más flexible.

La inercia del sistema eléctrico constituye un pilar fundamental para la estabilidad de frecuencia, al representar la capacidad del sistema para resistir perturbaciones súbitas en el equilibrio entre generación y demanda. En sistemas eléctricos con alta inercia, el RoCoF ante contingencias es más moderada, lo que otorga un margen de tiempo valioso para que los mecanismos de control y respuesta automática actúen de forma efectiva. Por el contrario, sistemas con baja inercia presentan respuestas más abruptas, lo que aumenta el riesgo de activar EDAC o, en casos extremos, comprometer la estabilidad

⁷⁸ Fuente: bases de datos del SEN en formato DIgSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

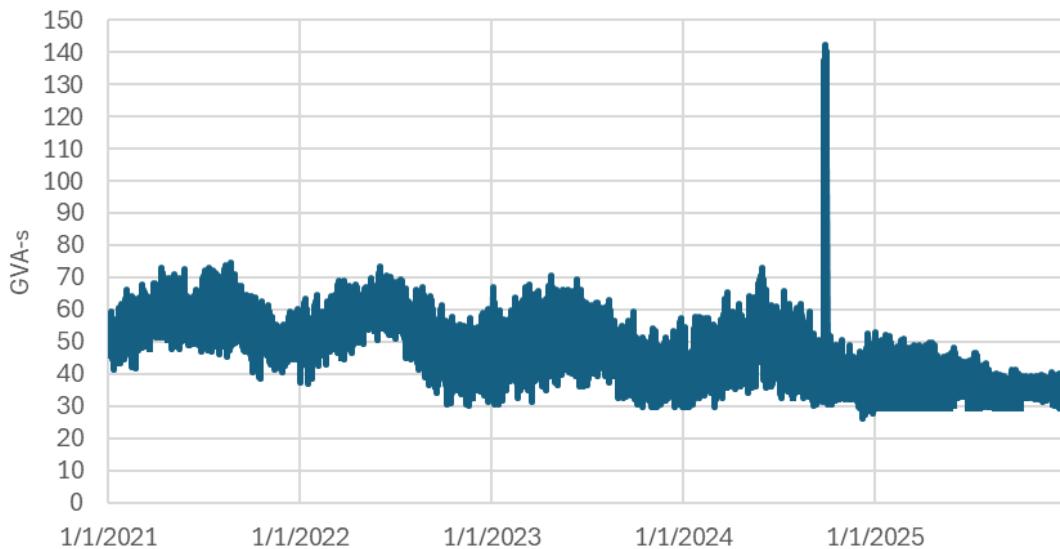
global del sistema.

En el caso del SEN chileno, el proceso de transición energética ha implicado una progresiva sustitución de generación sincrónica por tecnologías renovables variables, como la solar y la eólica, conectadas a través de inversores tipo seguidor de red. Estas tecnologías no aportan inercia rotacional, por lo que su creciente participación ha generado una tendencia descendente en los niveles de inercia observados en los últimos años.

El análisis de los programas diarios de operación para el período 2021-2024 evidencia esta trayectoria decreciente, aunque matizada por variaciones estacionales significativas. Los valores máximos de inercia se registran típicamente durante el invierno, cuando la mayor disponibilidad hídrica permite un despacho elevado de generación hidroeléctrica sincrónica. Particularmente, en septiembre de 2024 se observó el valor más alto del período, asociado a un régimen de lluvias excepcionalmente favorable. En contraste, los meses estivales como enero y febrero presentan los niveles más bajos, producto de una menor generación hídrica y una mayor participación de tecnologías no sincrónicas.

Las proyecciones para 2025, derivadas del programa mensual del CEN, sugieren una continuidad en esta estacionalidad, aunque con una ligera reducción en el promedio anual. Este comportamiento es coherente con el avance del proceso de descarbonización, que contempla la salida progresiva de unidades a carbón, y con la expansión del parque ERV. En este contexto, los valores estimados de inercia en escenarios representativos de operación para 2025 oscilan entre 27.5 y 58.8 GVAs, dependiendo de la combinación de demanda y penetración renovable. Es particularmente relevante el escenario de máxima generación renovable, donde la inercia se reduce a 30 GVAs, reflejando la mínima inercia programable para el sistema en condiciones normales.

Figura 61. Inercia sistémica de los programas diarios de operación.⁷⁹



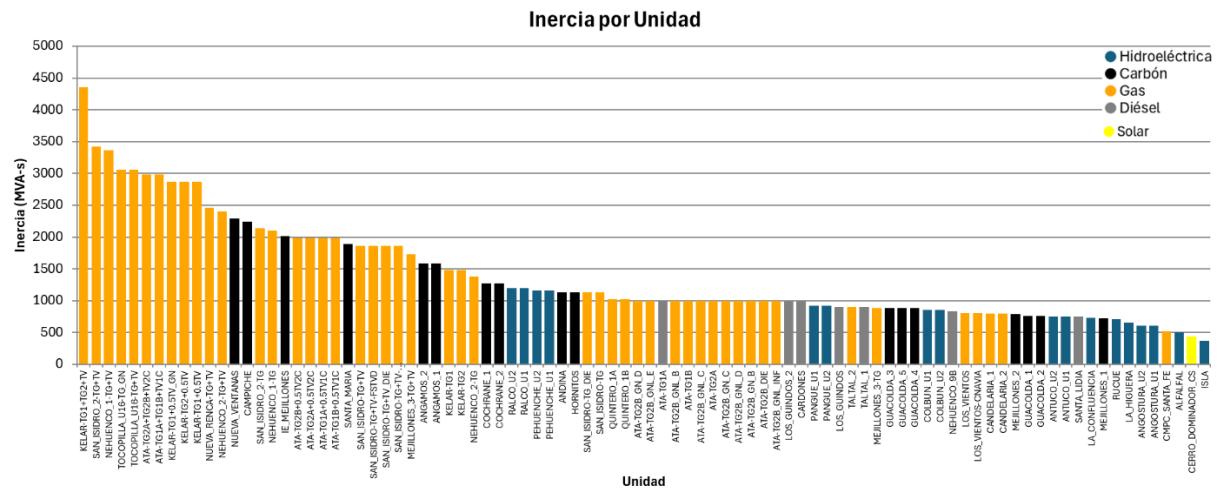
Fuente: Elaboración GME basado en datos del CEN

A pesar de esta reducción, los valores actuales y proyectados de inercia sistémica se mantienen por encima del umbral técnico mínimo de 16.67 GVAs requerido para evitar que el RoCoF supere 0.6 Hz/s ante una pérdida abrupta de 400 MW (correspondiente a una contingencia severa). Simulaciones realizadas para un escenario conservador con sólo 25 GVAs de inercia confirmaron que la variación de velocidad de las unidades sincrónicas se mantiene dentro de los márgenes aceptables, sin gatillar la actuación del EDAC.

Desde una perspectiva espacial, la contribución a la inercia del SEN es altamente heterogénea entre unidades y tecnologías. Los ciclos combinados a gas natural, como Kelar, San Isidro y Nehuenco, destacan como los mayores aportantes, superando los 2,000 MVA·s por unidad. Las plantas a carbón, como Campiche o Santa María, también presentan niveles importantes de inercia, aunque con mayor dispersión. En el caso de la generación hidroeléctrica, los embalses de gran tamaño como Ralco y Pehuenche aportan significativamente, mientras que las unidades de pasada y pequeñas centrales tienen un impacto menor. Este patrón se ve reforzado por el análisis cruzado entre inercia y capacidad instalada, donde las tecnologías térmicas de gran tamaño (capacidad) dominan la zona superior derecha del gráfico de dispersión, mientras que las hidroeléctricas se concentran en niveles intermedios o bajos. Esta dispersión es ilustrada en Figura 62.

⁷⁹ Fuente: Programas de Operación diaria en PLEXOS 2021, 2022, 2023, 2024 y 2025 - <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/> - Las bases de datos de operación de 2024 (PLEXOS) incluyen los datos de inercia sistémica.

Figura 62. Dispersión de la Inercia por unidad/configuración (Mayores a 350 MVA-s)⁸⁰



Fuente: Elaboración GME basado en datos del CEN

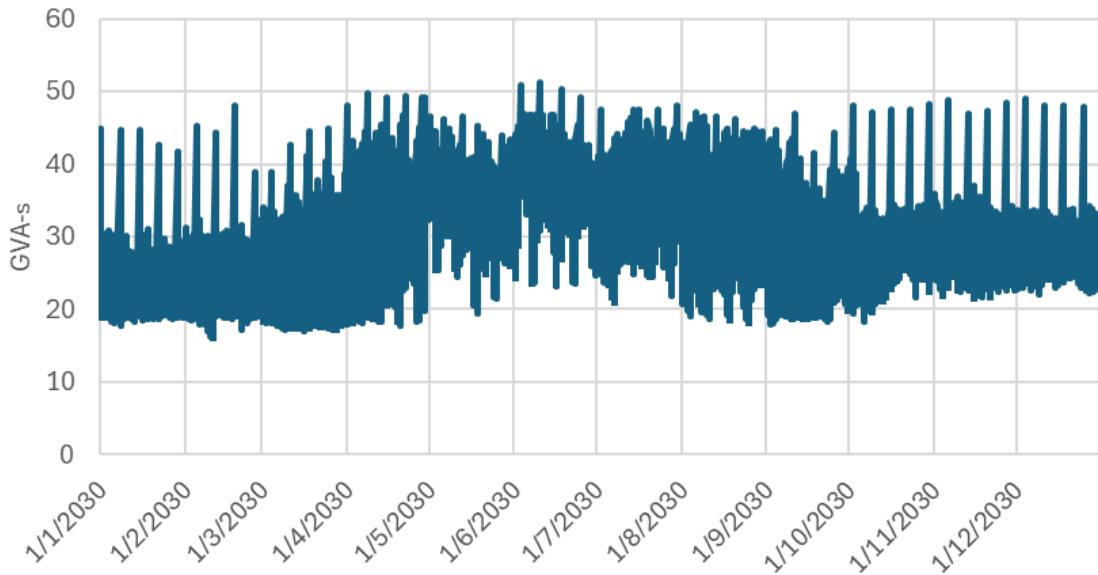
Este diagnóstico permite plantear una conclusión relevante: aunque el SEN se enfrenta a una reducción estructural de su inercia por la transición tecnológica en curso, los niveles actuales siguen siendo suficientes para evitar riesgos críticos en el corto y mediano plazo. Sin embargo, esta suficiencia técnica no implica que la situación sea estructuralmente robusta. La alta dependencia de la hidraulicidad⁸¹ y de ciertas unidades térmicas clave, así como la baja dispersión del aporte de inercia entre unidades, refuerzan la necesidad de mecanismos regulatorios y tecnológicos que aseguren la estabilidad en escenarios futuros.

En particular, la planificación de largo plazo hacia 2035, que contempla un retiro total de la generación térmica, requiere prever medidas complementarias como la instalación de compensadores sincrónicos o el desarrollo de tecnología de inversores *grid-forming*, capaces de aportar inercia sintética. Esta necesidad también abre un espacio para discutir la eventual implementación de una regulación rápida de frecuencia (RRF), aunque los resultados actuales indican que dicha medida no es aún imprescindible en el horizonte de corto plazo.

⁸⁰ Fuente: Programas de Operación 2024 - <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/> - Las bases de datos de operación de 2024 (PLEXOS) incluyen los datos de inercia por planta.

⁸¹ Hidraulicidad corresponde a “Disponibilidad de recurso hidráulico para la generación de energía eléctrica”

Figura 63. Inercia sistémica de los programas diarios de operación⁸²

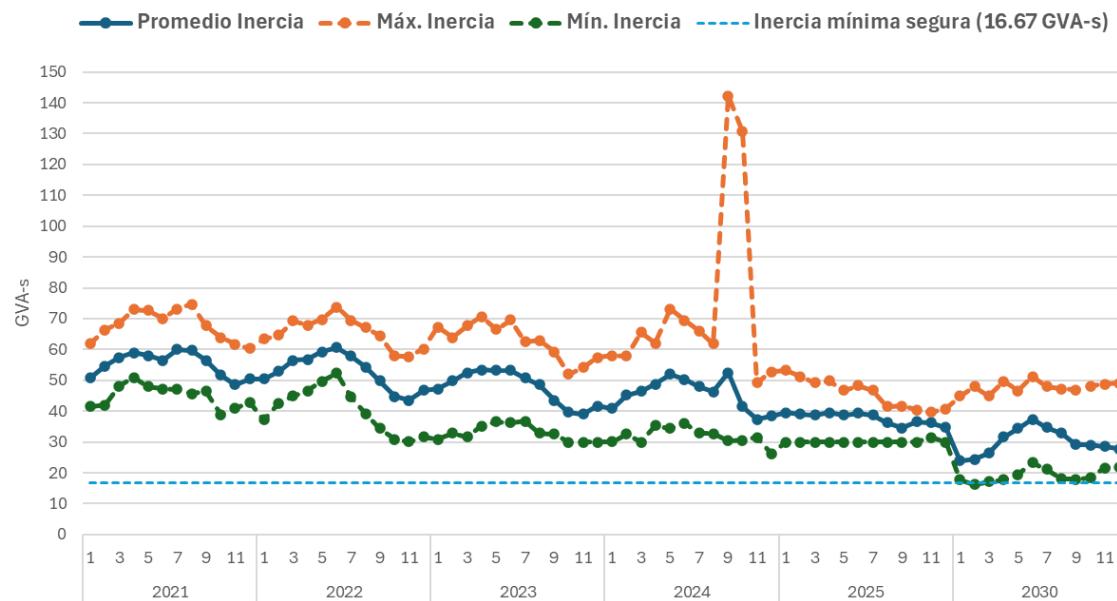


Fuente: Elaboración GME basado en datos del CEN, Informe de confiabilidad 2030

La figura anterior muestra la evolución diaria de la inercia sistémica durante el año 2030 en el marco de un escenario proyectado por el CEN en el informe de confiabilidad del sistema. Se observan oscilaciones marcadas entre valores mínimos cercanos a los 20 GVAs y máximos superiores a 50 GVAs, reproduciendo una clara estacionalidad y un patrón de dispersión similar al observado en los años anteriores. Se destaca que, pese a la continuación del proceso de descarbonización y al avance en la penetración de ERV, el sistema mantiene valores de inercia compatibles con los requerimientos técnicos para preservar la estabilidad de frecuencia, aunque con un margen operativo cada vez más estrecho. Esta evolución refuerza la urgencia de implementar soluciones tecnológicas y normativas que aseguren la resiliencia del SEN ante escenarios crecientes de variabilidad y menor soporte inercial.

⁸² Fuente: Estudio de Confiabilidad CEN 2030 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/Datos2030ST.zip>

Figura 64. Inercia sistémica de los programas diarios de operación.⁸³



Fuente: Elaboración GME basado en datos del CEN

En conclusión, La figura precedente presenta el resumen la evolución mensual de la inercia programada en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile desde 2021 hasta las proyecciones 2025 y 2030, considerando sus valores promedio, máximos y mínimos. Se evidencia una tendencia estructural decreciente en los niveles de inercia, producto de la creciente penetración de generación renovable no sincrónica y la salida progresiva de centrales térmicas convencionales (descarbonización). Si bien el sistema ha logrado mantener la inercia por encima del umbral técnico mínimo de seguridad (16.67 GVAs) a lo largo del período 2021–2024, el análisis proyectado para 2030 muestra que los valores mínimos se acercan peligrosamente a dicho límite, especialmente en los meses de menor disponibilidad hídrica.

Este comportamiento plantea desafíos operativos relevantes. Por un lado, la disminución de la inercia implica un aumento en el RoCoF, reduciendo el margen temporal para la actuación de mecanismos automáticos como CPF. Por otro, expone al sistema a un mayor riesgo de EDAC ante perturbaciones severas. En este contexto, el margen de maniobra del operador se reduce significativamente y refuerza la necesidad de políticas

⁸³ Fuente: Programas de operación del Coordinador en PLEXOS - Bases de datos en PLEXOS de: Programación diaria, Programación mensual (dic-2024) y Estudio de Confiabilidad CEN 2030 - <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/> https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/PLEXOS202412_mensual.zip <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-especificos-para-la-operacion/estudio-confiabilidad-sen-2030/>

anticuatorias. El comportamiento proyectado para 2030 valida la urgencia de implementar soluciones como compensadores sincrónicos, almacenamiento con capacidad de inercia sintética, y nuevas exigencias técnicas a tecnologías ERV para asegurar el soporte inercial mínimo requerido por el sistema.

Análisis adicionales se presentan en el Anexo 1: Atributos de flexibilidad Sección 2 Inercia.

4. Reservas

El equilibrio dinámico entre generación y demanda en un sistema eléctrico es un principio fundamental para garantizar su operación segura y confiable. En este contexto, las reservas operativas juegan un rol clave como mecanismos de respuesta ante desbalances, permitiendo mantener la frecuencia del sistema dentro de márgenes aceptables frente a perturbaciones. Estas reservas representan la potencia disponible que puede ser movilizada, ya sea de forma automática o por instrucción del operador del sistema, en función de distintos niveles de urgencia y escalas temporales.

La regulación de frecuencia mediante reservas de potencia se estructura habitualmente en tres niveles principales, diferenciados por su velocidad de respuesta y por el objetivo específico que persiguen. Estos son: la Reserva Primaria de Frecuencia (RPF), la Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) y la Reserva Terciaria de Frecuencia (RTF). Cada uno de estos servicios tiene un papel específico en la defensa y restauración del equilibrio del sistema, especialmente ante eventos imprevistos como la salida de grandes unidades generadoras o variaciones abruptas en la demanda.

La RPF constituye la primera línea de defensa frente a contingencias súbitas. Se activa automáticamente, en cuestión de segundos, mediante el comportamiento inherente de los reguladores de velocidad de los generadores sincrónicos (governors), configurados con características técnicas como el droop y la banda muerta. Este tipo de reserva se implementa de forma descentralizada y sin intervención del operador, respondiendo directamente a desviaciones de frecuencia en el nodo local. A medida que se incrementa la participación de energías renovables no sincrónicas, que por diseño no aportan inercia ni respuesta primaria, se vuelve necesario que estos recursos —a través de sistemas de control avanzados o mediante la integración de almacenamiento tipo BESS— colaboren en la prestación del servicio.

En el caso de la regulación chilena parte la RPF, denominada CPF, se define para compensar las variaciones intempestivas de la demanda neta (demanda+ERV). Tal como fue descripto previamente, dado que en este caso el horizonte temporal es muy reducido, el impacto de crecimiento de ERV sobre este monto de reserva es acotado, aunque no nulo. De hecho, tal como se mostrará en las gráficas que se presentan a continuación, el monto de CPF asociado a operación normal ha aumentado levemente a lo largo de los años analizados.

El mayor impacto de las ERV en el monto de CPF está dado por desplazamiento de

generación sincrónica y la consiguiente reducción de inercia sistémica. En dicho sentido es de público conocimiento el creciente interés y necesidad de prestar servicios de CPF con los propios recursos ERV y asimismo adecuar aspectos normativos que equiparen los requerimientos de CPF entre unidades sincrónicas y renovables (como ser BM y tiempo de establecimiento).

En segundo término, la RSF, denominada CSF en Chile, se activa típicamente en una ventana de tiempo de minutos posteriores al evento. Su objetivo es doble: restablecer la frecuencia a su valor nominal y reconstituir la reserva primaria utilizada. Este tipo de reserva puede ser provista de forma automática por medio del AGC, que ajusta la potencia de las unidades participantes en tiempo real, o bien manualmente, mediante órdenes directas del operador cuando el AGC no está disponible. La RSF cumple un rol esencial para mantener la calidad de frecuencia a mediano plazo, especialmente en sistemas interconectados con alta variabilidad.

Finalmente, la RTF, denominada como CTF en Chile, tiene una función de reposición del margen operativo del sistema y de adaptación ante cambios progresivos en la demanda o la disponibilidad de generación. Opera en escalas horarias o intrahorarias y suele activarse por instrucción del despacho centralizado. A menudo está vinculada a la capacidad de ciertas unidades para modificar su generación de forma flexible y sostenida, permitiendo absorber rampas netas o compensar desvíos de generación planificada.

Los requerimientos de reservas para CSF y CTF son determinados de forma conjunta. Las reservas para CSF son calculadas como el mayor valor entre: a) mayor valor estadístico de las variaciones intrahorarias de la demanda y generación variable, b) requerimiento de reserva para el AGC y c) requerimiento de reserva para rampas de subida y bajada de la demanda neta.

Las reservas para CTF son obtenidas de la diferencia entre la reserva conjunta determinada y la reserva para CSF.

Dado que el CSF tiene como objeto compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y ERV, en principio es evidente que a mayor porcentaje de ERV será necesario un mayor monto de CSF para compensar la variabilidad creciente de las fuentes de generación como así también hacer frente a las rampas de variación de recurso, tal como se describió al inicio de esta sección. Una forma de mitigar la mayor necesidad de CSF (y CTF) es reducir al mínimo posible la incertidumbre mediante optimización de los pronósticos de generación. Asimismo, la variabilidad, en teoría tiende a disminuir por efecto de suavización geográfica, dado que variaciones de recurso en una zona pueden compensarse con variaciones opuestas en otra área.

Desde una perspectiva funcional, las reservas de frecuencia constituyen no solo herramientas de emergencia, sino verdaderos recursos de flexibilidad del sistema. Su presencia permite gestionar la incertidumbre operativa, mantener márgenes de seguridad adecuados y facilitar la integración segura de generación renovable variable.

Un sistema eléctrico altamente flexible tenderá a requerir menores niveles de reservas, dado que será capaz de absorber mejor las fluctuaciones sin incurrir en pérdidas de carga o riesgos operacionales. Esta flexibilidad puede provenir de múltiples fuentes: mayor inercia sistémica, recursos con tiempos de respuesta más rápidos, automatismos de control más sofisticados, demanda adaptable o almacenamiento de energía.

Sin embargo, es importante destacar que la propia provisión de reservas también es una expresión de flexibilidad. Un sistema capaz de movilizar potencia rápidamente desde múltiples tecnologías, en distintas escalas temporales, demuestra una resiliencia estructural que le permite enfrentar escenarios de alta penetración renovable sin comprometer su estabilidad.

4.1. Evolución del aporte de CPF en Chile

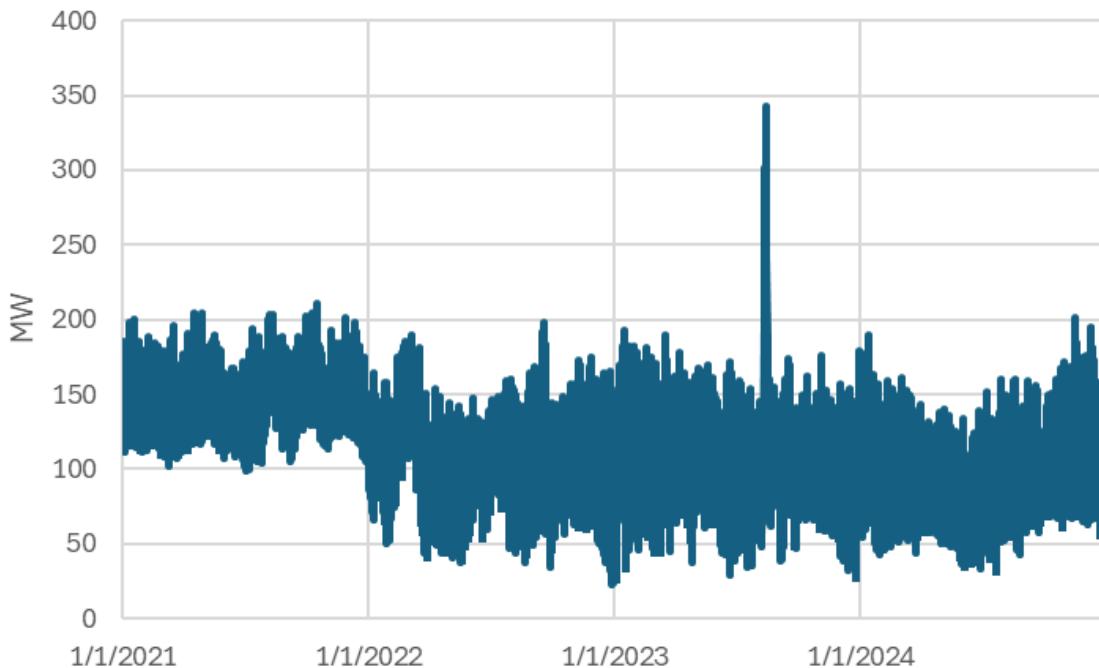
El análisis histórico de estos servicios revela una evolución diferenciada entre 2021 y 2024, reflejo de los profundos cambios que ha experimentado la matriz energética nacional y de los desafíos asociados a la integración creciente de generación renovable variable.

Durante los años 2021 y 2022, se observa una tendencia descendente en la disponibilidad de reservas para el CPF+@10s. Los valores se ubican en general entre 100 y 200 MW, con eventos críticos en los que las reservas caen por debajo de los 50 MW. Esta situación se vincula directamente con la menor participación de unidades térmicas convencionales, históricamente responsables de aportar la mayor parte de este servicio gracias a su inercia rotante y capacidad de respuesta rápida. La reducción en la operación de estas unidades, motivada por razones económicas y medioambientales, ha tenido un impacto directo sobre la oferta efectiva de reservas de respuesta inmediata.

A partir de 2023, se evidencia una leve recuperación en la disponibilidad del CPF+@10s. Si bien persisten momentos de baja reserva, la variabilidad se reduce y se observa una mayor estabilidad en los niveles programados, con valores que oscilan entre 100 y 250 MW. Esta mejora está asociada, en parte, a la implementación de medidas operativas destinadas a reforzar el servicio, incluyendo la incorporación creciente de sistemas de almacenamiento (BESS) y el ajuste en los criterios de asignación de reservas a las unidades habilitadas.

En 2024, la tendencia de estabilización se mantiene. Los valores de disponibilidad programada para CPF+@10s se sitúan de manera más recurrente en el rango de 50 a 150 MW, con algunos picos puntuales de hasta 200 MW (ver figura siguiente). Este comportamiento se alinea con una estrategia más proactiva por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, que ha buscado garantizar la robustez del servicio.

Figura 65. Disponibilidad horaria programada CPF+@10s⁸⁴



Fuente: Elaboración GME

En cuanto al CPF+@5m, la evolución durante el período 2021-2024 presenta un patrón distinto. En 2021 y 2022, este servicio mostró una disponibilidad relativamente estable, en torno a los 250-300 MW, aunque con una caída perceptible hacia finales de 2022. Esta reducción se explica, en parte, por una menor capacidad efectiva de ciertas unidades para mantener su aporte durante un intervalo de tiempo extendido, especialmente en contextos de baja hidrología o bajo despacho térmico.

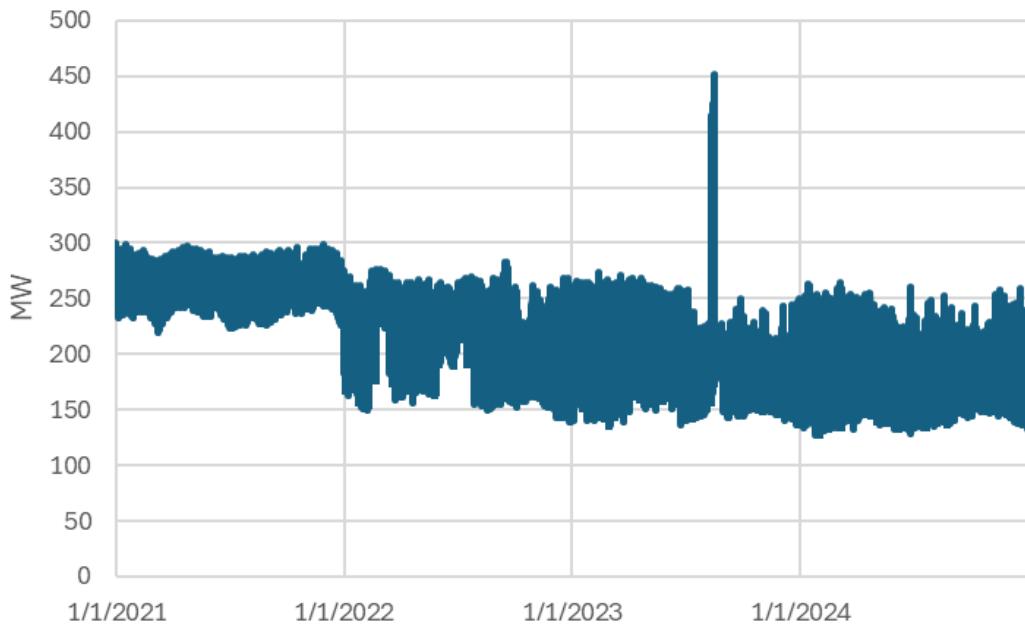
Durante 2023, la disponibilidad del CPF+@5m presenta una mayor variabilidad, con registros que bajan hasta los 150 MW en algunos momentos, pero también con eventos en los que se alcanzan máximos cercanos a los 450 MW. Esta oscilación puede vincularse con ajustes operacionales y cambios en la programación de unidades, en un contexto de mayor incertidumbre operativa producto de la penetración creciente de fuentes intermitentes.

En 2024, si bien se estabilizan los niveles de disponibilidad respecto al año anterior, se consolida una tendencia hacia una menor oferta, con valores predominantemente en el rango de 150 a 250 MW (ver figura siguiente). Esta situación refleja las tensiones propias de una matriz cada vez más descarbonizada y la necesidad de contar con recursos

⁸⁴ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados de la programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

capaces de sostener respuestas sostenidas, sin comprometer la eficiencia ni la seguridad del sistema.

Figura 66. Disponibilidad horaria programada CPF+@5m⁸⁵



Fuente: Elaboración GME

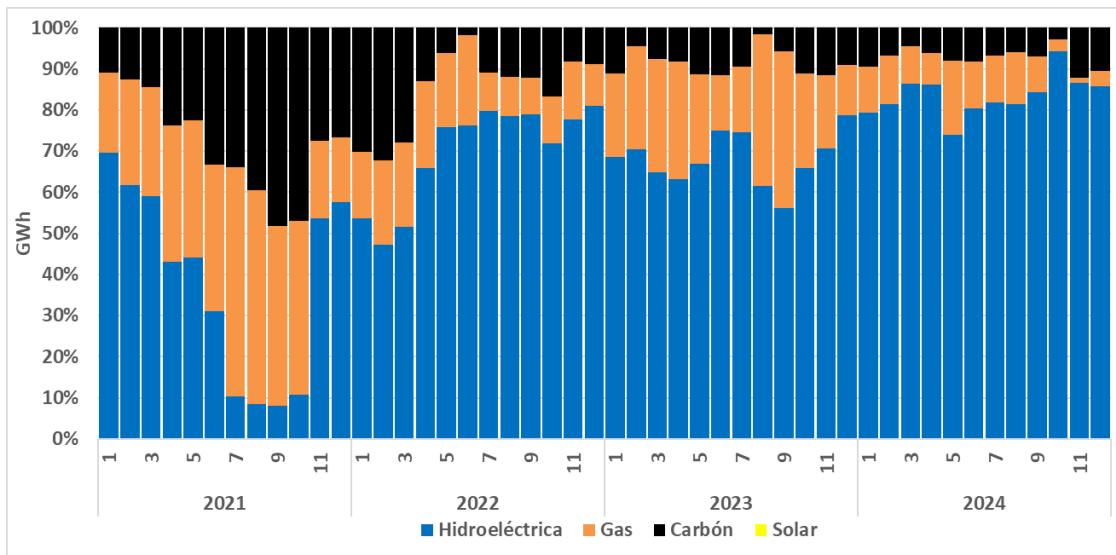
En términos tecnológicos, el análisis de la participación por tipo de fuente muestra una clara hegemonía de la generación hidroeléctrica como principal proveedor del servicio CPF+ en todas sus variantes. Grandes centrales como El Toro, Ralco y Pehuenche han mantenido una presencia constante y significativa, capitalizando su capacidad de respuesta rápida y su integración al sistema en puntos estratégicos. No obstante, su participación presenta variaciones estacionales, determinadas por la disponibilidad del recurso hídrico (ver Figura 67).

La generación a gas natural ha tenido un rol complementario relevante, especialmente en contextos de menor hidrología, actuando como respaldo para mantener la robustez de las reservas. Ciclos combinados como Nueva Renca y Kelar se destacan como aportantes frecuentes, junto a unidades térmicas más pequeñas que han contribuido de manera estable a lo largo de los años. En menor medida, algunas centrales a carbón han mantenido una participación constante, en particular aquellas que han implementado sistemas de almacenamiento (como Cochrane + BESS y Nueva Tocopilla + BESS), anticipando una transición hacia esquemas operativos más flexibles y compatibles con

⁸⁵ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados del a programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

las necesidades de respuesta rápida.

Figura 67. Participación por recurso en el aporte de disponibilidad del CPF+⁸⁶



Fuente: Elaboración GME

4.2. Evolución del aporte de CSF en Chile

El Control Secundario de Frecuencia representa un componente clave dentro del conjunto de servicios complementarios del SEN, dado que permite corregir de manera automática desviaciones de frecuencia más persistentes que aquellas resueltas por el control primario. Su activación está asociada al funcionamiento del sistema AGC, el cual ajusta la potencia de las unidades convocadas para restituir el equilibrio entre generación y demanda en horizontes de minutos.

En cuanto a su evolución histórica, entre 2021 y 2024, la provisión de este servicio experimentó una evolución claramente ascendente, reflejo tanto del fortalecimiento progresivo de la operación del sistema como de la necesidad de adaptar la regulación de frecuencia a un contexto caracterizado por una mayor penetración de ERV. En 2021, el nivel de disponibilidad horaria programada del CSF+ era aún limitado, con valores en torno a los 150 MW, lo que evidenciaba una baja asignación relativa de este recurso. Esta situación planteaba desafíos operativos relevantes, especialmente ante contingencias que exigieran una respuesta sostenida del sistema.

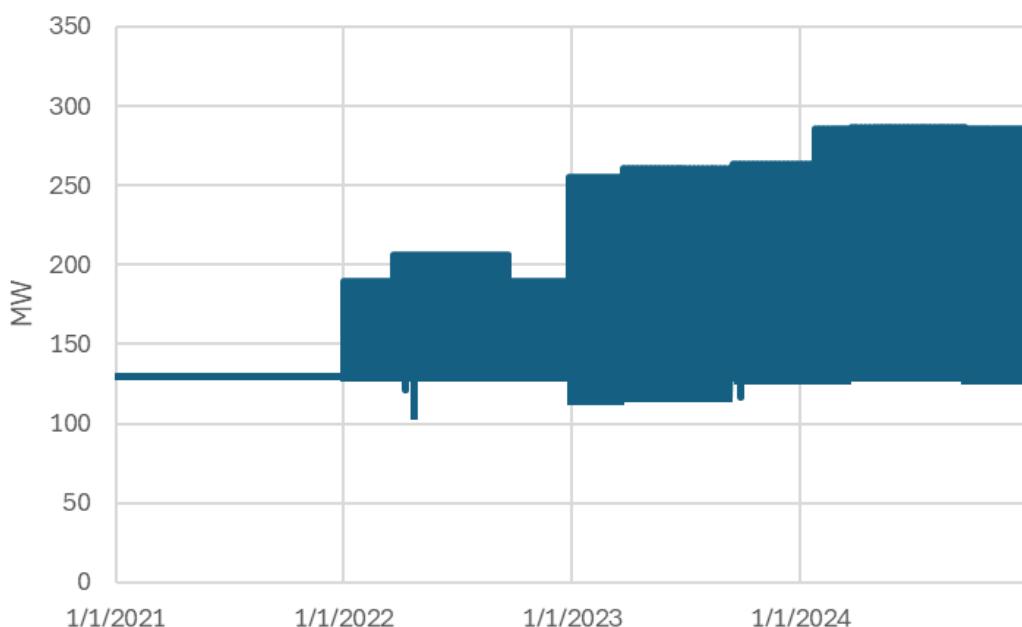
A partir de 2022, se inicia un proceso de aumento paulatino en la capacidad comprometida para este servicio, con valores que comienzan a superar los 200 MW de

⁸⁶ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados del a programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

manera sostenida durante la mayor parte del año. Este crecimiento se acentuó durante 2023 y 2024, años en los que se registraron niveles cercanos a los 300 MW, consolidando al CSF+ como un instrumento de regulación cada vez más robusto. La estabilización en el rango de 280 a 300 MW durante el último año analizado indica que se han adoptado medidas estructurales y operativas destinadas a asegurar una provisión más confiable del servicio (ver Figura 68).

Esta evolución positiva responde, en parte, a la implementación de estrategias orientadas a reforzar la capacidad del sistema para enfrentar una mayor variabilidad e incertidumbre en la operación. La creciente participación de ERV en la matriz de generación —fundamentalmente solar y eólica— ha incrementado los requerimientos de reservas secundarias, necesarias para compensar las desviaciones frecuentes y menos previsibles asociadas a este tipo de fuentes. En este sentido, el fortalecimiento del CSF+ constituye una respuesta adaptativa del sistema a las nuevas condiciones de operación.

Figura 68. Disponibilidad horaria programada CSF+⁸⁷



Fuente: Elaboración GME

En términos de tecnologías participantes, el análisis de las unidades que han aportado disponibilidad al CSF+ revela un claro liderazgo de la generación hidroeléctrica (ver Figura 69). Las centrales hidráulicas desempeñan un rol principal en la provisión del servicio, beneficiándose de su capacidad de regulación y de su rápida respuesta ante

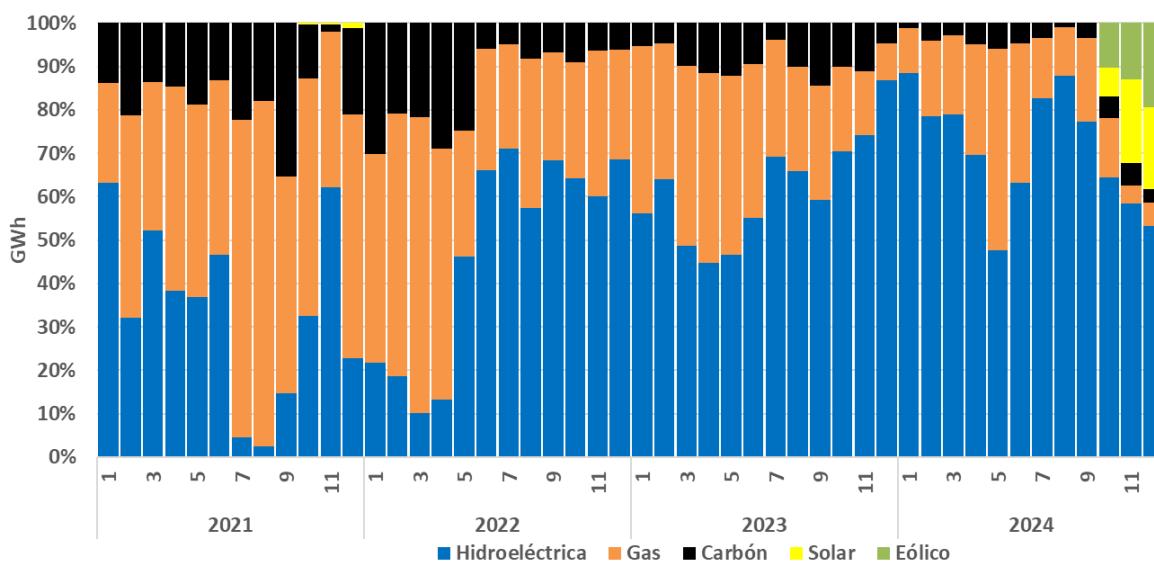
⁸⁷ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados de la programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

señales del AGC. No obstante, su participación ha sido estacionalmente variable, incrementándose en meses con alta hidrología y disminuyendo durante eventos de sequía, lo que resalta la necesidad de complementar su aporte con otras tecnologías en escenarios hidrológicos desfavorables.

El gas natural ha sido el segundo pilar tecnológico en la provisión del CSF+, especialmente relevante en los años 2021 y 2022, cuando los aportes hidroeléctricos fueron menores. En ese período, unidades térmicas como San Isidro y Mejillones 3 tuvieron una participación significativa, proveyendo capacidad firme y estable para el control secundario. Sin embargo, a medida que la disponibilidad hidroeléctrica se recupera en 2023 y 2024, se evidencia una disminución paulatina en el peso relativo del gas natural en la prestación del servicio, aunque su rol de respaldo se mantiene activo.

En cuanto a la generación a carbón, se observa una reducción progresiva y sostenida de su participación en el CSF+. Mientras que en 2021 unidades como Angamos y Nehuenco aún presentaban una contribución significativa, en los años siguientes se constata un desplazamiento progresivo de estas tecnologías, en línea con las políticas de descarbonización que restringen su operación y participación en servicios complementarios. Este fenómeno se traduce en una menor asignación de reservas secundarias a plantas a carbón, reduciendo su protagonismo dentro de la regulación automática del sistema.

Figura 69. Participación por recurso aporte de disponibilidad del CSF+⁸⁸



Fuente: Elaboración GME

⁸⁸ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados del a programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

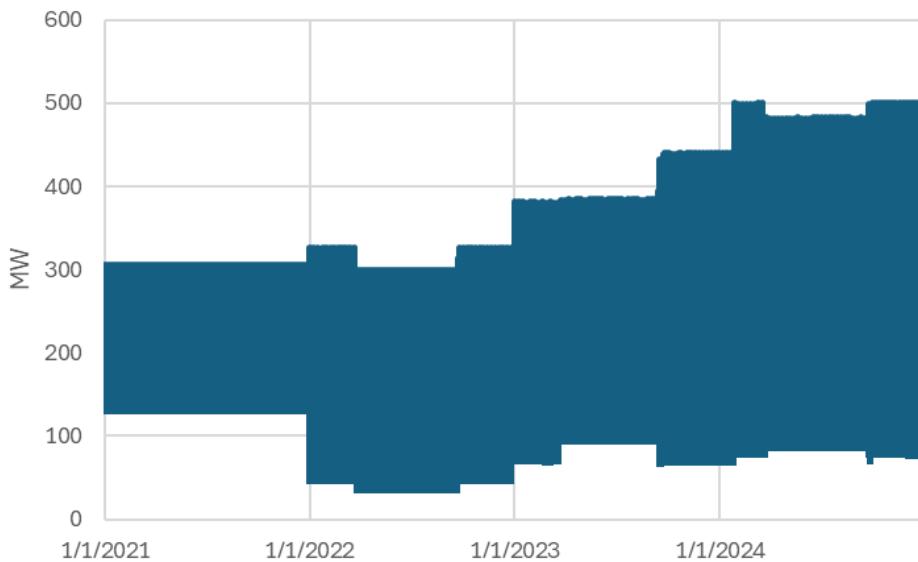
4.3. Evolución del aporte de CTF en Chile

El Control Terciario de Frecuencia constituye un servicio esencial dentro del conjunto de reservas operativas del SEN, cuya activación no es automática, sino que depende de la intervención directa del Centro de Control del Coordinador. A diferencia de los mecanismos primario y secundario, el CTF tiene como propósito principal la reposición de reservas previamente utilizadas y la gestión de desviaciones de mayor magnitud en la operación del sistema, desempeñando un papel clave en el aseguramiento de la continuidad operativa frente a eventos prolongados o acumulativos.

Durante el período 2021–2024, la disponibilidad programada de este servicio muestra una trayectoria de crecimiento sostenido, en respuesta a los nuevos desafíos que impone un sistema con mayor presencia de generación renovable variable. En los años 2021 y 2022, la disponibilidad horaria de CTF⁺ se mantuvo en rangos acotados, generalmente entre 100 y 300 MW, lo que refleja una asignación aún limitada del servicio en un contexto de menor variabilidad operativa y dependencia relativa de recursos sincrónicos.

Sin embargo, a partir de 2023 se observa una inflexión clara, con una asignación estabilizada en torno a los 300 a 326 MW, en función de la estacionalidad (invierno y verano respectivamente). Este aumento responde a un ajuste deliberado en la planificación operativa del sistema, orientado a reforzar la capacidad de maniobra del CEN ante eventos que requieran reposicionar reservas o responder a desbalances más prolongados. En 2024, la tendencia alcista se acentúa, alcanzando niveles cercanos a los 500 MW, lo que denota una respuesta institucional a la creciente penetración de fuentes renovables intermitentes y a la necesidad de contar con mayor flexibilidad en los esquemas de despacho y reserva (Figura 70).

Figura 70. Disponibilidad horaria programada CTF+⁸⁹



Fuente: Elaboración GME

Como la Figura 71 ilustra, la evolución tecnológica del servicio también ha experimentado cambios significativos. El análisis de las veinte principales unidades o configuraciones que han aportado CTF revela una alta participación de la generación hidroeléctrica, especialmente en períodos con buena disponibilidad hídrica. Las plantas hidroeléctricas, gracias a su capacidad de modulación y rápida respuesta, han sido tradicionalmente las principales proveedoras de este servicio, aunque su participación presenta una alta estacionalidad, cediendo protagonismo durante los meses de menor caudal.

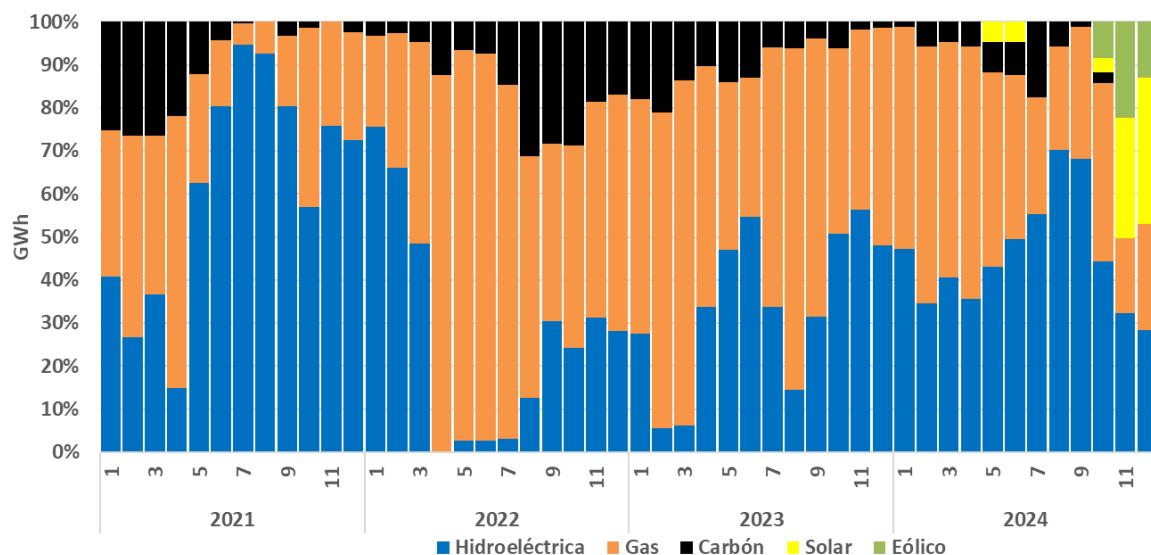
Como contrapartida, las centrales a gas natural han asumido un rol complementario, incrementando su aporte en momentos de restricción hídrica. Esto evidencia la importancia del parque térmico de gas como respaldo operativo y fuente de flexibilidad adicional, particularmente cuando los recursos renovables no están disponibles en niveles suficientes para atender los requerimientos de reserva terciaria.

En cambio, las centrales a carbón han mostrado una disminución sistemática en su participación, en línea con el proceso de descarbonización que viene implementándose. Este descenso no solo refleja una reducción en la operación efectiva de estas unidades, sino también una menor asignación de servicios complementarios a tecnologías cuya permanencia en el sistema es cada vez más limitada.

⁸⁹ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados del a programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

Un dato novedoso que emerge en 2024 es la incipiente participación de recursos solares, lo cual sugiere una posible integración de tecnologías de almacenamiento o la adopción de estrategias operativas que habilitan a ciertas configuraciones solares a ofrecer CTF. Aunque su presencia aún es marginal, esta señal podría anticipar un cambio estructural en la provisión del servicio, con una futura participación más activa de tecnologías renovables no convencionales.

Figura 71. Participación por recurso aporte de disponibilidad del CTF+⁹⁰



Fuente: Elaboración GME

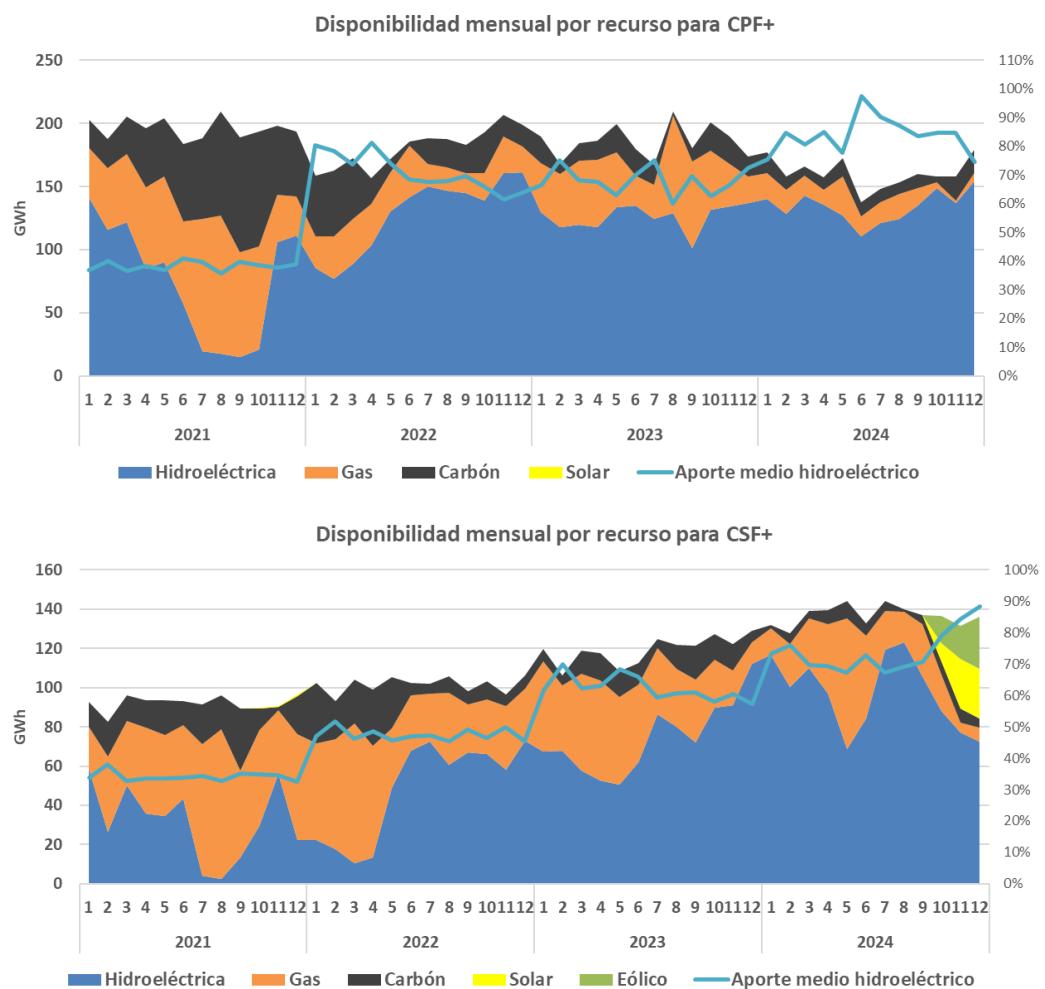
4.4. Indicadores de Reserva

El análisis de la evolución mensual de la disponibilidad de los servicios de respuesta CPF+, CSF+ y CTF+ evidencian una alta dependencia histórica del recurso hidroeléctrico como principal tecnología proveedora (ver Figura 72). Esta participación, si bien consistente en el tiempo, presenta importantes fluctuaciones estacionales asociadas a la hidrología, como se observa en la serie de CPF+, donde la contribución hídrica supera el 80% del total disponible en meses de alta disponibilidad hídrica y cae por debajo del 50% en períodos de sequía, especialmente en 2021. En estos contextos, las tecnologías térmicas –particularmente gas y carbón– han actuado como respaldo, incrementando su participación para cubrir el requerimiento mínimo del servicio. Sin embargo, este reemplazo no es estructuralmente sostenible en el marco de la política de descarbonización en curso, lo que plantea desafíos crecientes para la provisión de estos

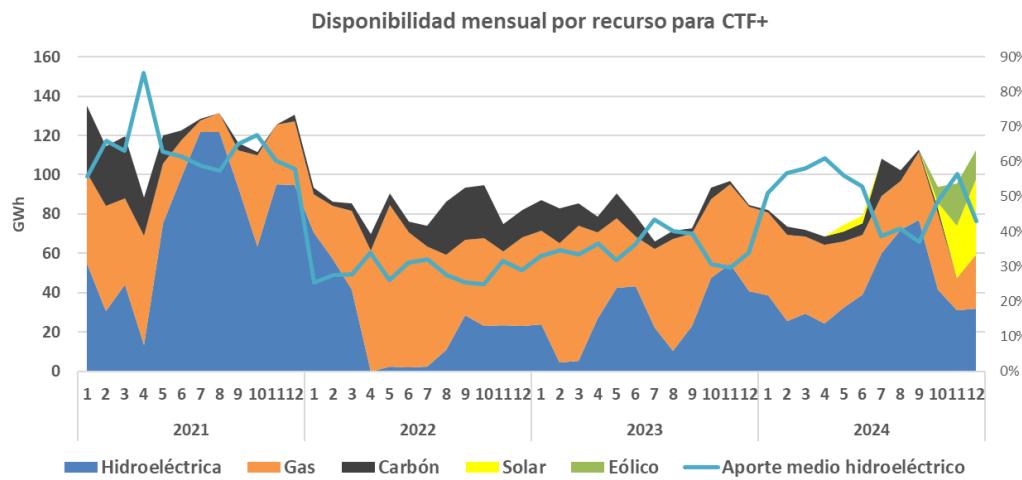
⁹⁰ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados del a programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

servicios en escenarios de baja hidraulicidad. En el caso específico del CPF+, la participación de tecnologías renovables con capacidad de respuesta rápida, como solar o eólica acopladas a sistemas de almacenamiento, se ha mantenido prácticamente nula hasta fines de 2024, con apenas tres configuraciones (MALGARIDA_FV, DIEGO_ALMAGRO_SUR_FV y CALAMA_EO) registrando aportes marginales. Esto indica que la transición tecnológica hacia una matriz flexible aún está en una fase incipiente en lo que respecta a su participación efectiva en servicios complementarios críticos como el CPF+.

Figura 72. Disponibilidad de energía para Servicios complementarios e índice de aporte hidroeléctrico⁹¹



⁹¹ Fuente: Programas de operación del Coordinador (2021 a 2024) - Se descargaron y procesaron los resultados del a programación de todos los días del año 2021, 2022, 2023 y 2024: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>



Fuente: Elaboración GME

Los gráficos correspondientes al CSF+ y CTF+ muestran señales más alejadoras respecto a la diversificación tecnológica de los servicios. En particular, durante 2024 se observa una incipiente participación de unidades solares y eólicas –especialmente en el CTF+-, lo que sugiere que algunas centrales han comenzado a integrar almacenamiento o adoptar estrategias de despacho que les permiten participar en la provisión de reservas. Esta dinámica abre una oportunidad significativa para fomentar una mayor competencia en el mercado de servicios complementarios, especialmente por parte de nuevos agentes como sistemas de baterías instalados en configuraciones híbridas con renovables. En el mediano plazo, la creciente presión sobre las unidades a gas –que ya actúan como respaldo ante la menor disponibilidad hídrica y la salida progresiva del carbón– podría traducirse en tensiones operativas adicionales, acentuando la necesidad de contar con recursos no convencionales capaces de proveer flexibilidad de forma eficiente. La evolución observada durante 2023 y 2024 en el CSF+ refleja esta transición, con un incremento sostenido de la disponibilidad, acompañado de una disminución de la participación del carbón y un avance tímido pero relevante de la solar y la eólica hacia finales del período. En el CTF+, si bien persiste la dominancia hídrica y del gas, el ingreso de tecnologías renovables en 2024 sugiere una tendencia estructural de mayor diversificación, que deberá consolidarse en los próximos años para garantizar la seguridad operativa del sistema bajo un paradigma de generación crecientemente renovable.

4.5. Evolución de las reservas operativas

El análisis de la evolución de las reservas operativas en el SEN evidencia cambios significativos en la provisión y composición de los servicios complementarios destinados a la regulación de frecuencia. A lo largo del período analizado, se ha observado una

transición progresiva en la disponibilidad de estos servicios, con una creciente participación de tecnologías más flexibles, la reducción del aporte de unidades a carbón y la incorporación gradual de plantas solares con sistemas de almacenamiento.

La provisión de CPF+@10s y CPF+@5m ha mostrado una variabilidad importante a lo largo de los años, influenciada por la menor participación de generación térmica convencional y la creciente necesidad de flexibilidad en el sistema. La disponibilidad de CPF+@10s ha registrado una tendencia a la baja desde 2021, con momentos críticos en los que las reservas se redujeron a valores inferiores a 50 MW. No obstante, en 2023 y 2024 se ha logrado cierta estabilidad en rangos de 50 MW a 200 MW, impulsada por la incorporación de nuevas estrategias operativas.

En el caso del CPF+@5m, la tendencia ha sido similar, con una caída en la disponibilidad en 2022, seguida de una recuperación moderada en 2023 y 2024. Sin embargo, la asignación de este servicio aún enfrenta desafíos, con valores que han oscilado entre 150 MW y 300 MW en los últimos años.

A nivel tecnológico, la generación hidroeléctrica ha sido el principal recurso de respaldo para el CPF+, con una participación predominante en todos los años analizados. En segundo lugar, la generación a gas natural ha brindado estabilidad en momentos de menor hidrología, mientras que el carbón ha reducido gradualmente su participación en línea con los objetivos de descarbonización del sistema.

El CSF+ ha experimentado un crecimiento sostenido en su disponibilidad, pasando de valores iniciales cercanos a 150 MW en 2021 a una estabilización en torno a 280-300 MW en 2024. Este aumento refleja la necesidad de fortalecer la regulación de frecuencia ante la creciente participación de energías renovables intermitentes en el sistema.

A nivel de tecnología, la hidroelectricidad ha mantenido una participación dominante en el suministro de CSF+, con variaciones estacionales ligadas a la disponibilidad del recurso hídrico. El gas natural ha complementado este aporte en momentos de menor hidrología, mientras que el carbón ha disminuido progresivamente su participación en la provisión del servicio.

El CTF+ ha mostrado un crecimiento sostenido en su disponibilidad, pasando de valores cercanos a los 100-300 MW en 2021-2022 a niveles superiores a 500 MW en 2024. Este incremento responde a la mayor necesidad de reservas terciarias en un sistema con una penetración creciente de generación variable.

En términos tecnológicos, la provisión de CTF+ ha sido dominada por la hidroelectricidad, con una participación estacionalmente variable. La generación a gas natural ha servido como respaldo, especialmente en meses de menor hidrología, mientras que el aporte del carbón ha disminuido de manera constante. Un aspecto destacable es la incursión de plantas solares con baterías a partir de noviembre y diciembre de 2024, lo que indica una tendencia hacia la utilización de almacenamiento como un recurso clave para la regulación operativa del sistema.

El análisis de las reservas operativas en el SEN entre 2021 y 2024 revela un cambio progresivo en la composición del parque generador que presta estos servicios. La creciente necesidad de flexibilidad ha llevado a una mayor integración de tecnologías renovables y de almacenamiento, mientras que el rol del carbón ha disminuido en la provisión de reservas.

A futuro, la transición energética en el SEN requerirá un diseño más robusto de la provisión de reservas operativas, considerando estrategias que permitan garantizar la estabilidad del sistema sin comprometer la sostenibilidad de la matriz energética. La optimización de la asignación de servicios complementarios y la incorporación de nuevos recursos flexibles serán claves para asegurar un sistema eléctrico seguro y confiable en un entorno de creciente penetración de energías renovables.

En Anexo 1: Atributos de flexibilidad, sección 3. Reservas, se entregan antecedentes adicionales.

5. Rampa

El análisis de la flexibilidad operativa del SEN requiere considerar de forma central el fenómeno de las rampas de generación. Las rampas representan la capacidad del sistema —o de unidades específicas— para incrementar o reducir su nivel de producción eléctrica en un horizonte temporal determinado, con el objetivo de mantener el equilibrio en tiempo real entre generación y demanda, especialmente frente a variaciones rápidas e imprevistas.

En términos operativos, las rampas de subida permiten cubrir incrementos súbitos de la demanda neta o compensar reducciones imprevistas de otras fuentes de generación. Por el contrario, las rampas de bajada son necesarias para evitar situaciones de sobreoferta, facilitar la integración de ERV o responder a caídas abruptas en la demanda. Esta dinámica se ha vuelto importante debido a la creciente penetración de fuentes renovables intermitentes como la solar fotovoltaica y la eólica, cuya generación depende de condiciones meteorológicas y presenta alta variabilidad intradiaria.

El desafío de las rampas está directamente vinculado al comportamiento de la demanda neta, definida como la demanda total menos la producción proveniente de fuentes renovables variables. A medida que aumenta la proporción de generación ERV en la matriz, la demanda neta se vuelve más volátil, obligando a disponer de recursos que puedan responder rápidamente.

5.1. Ingreso de generación con fuente de recurso variable

Para contextualizar la creciente importancia del tema de las rampas en Chile, es necesario revisar la evolución reciente de la capacidad instalada y la generación efectiva de recursos de fuente variable. La figura y tabla siguiente muestran la capacidad neta acumulada por año para las principales tecnologías (solar, eólica e hidráulica) en el SEN entre 2021 y 2025 (proyectado).

Figura 73. Capacidad neta acumulada por año [MW]⁹²

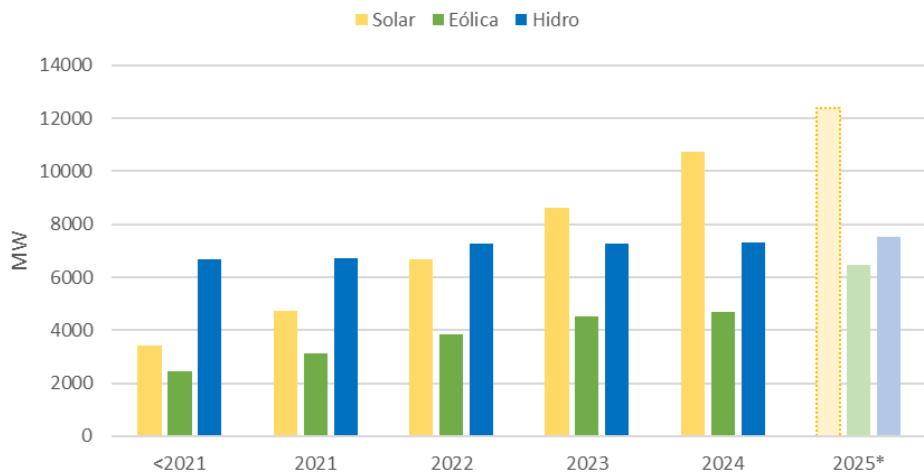


Tabla 23. Capacidad neta acumulada por año [MW]

	2021	2021	2022	2023	2024	2025*
Solar	3,399	4,720	6,675	8,616	10,731	12,387
Eólica	2,466	3,132	3,841	4,519	4,700	6,468
Hidro	6,663	6,700	7,255	7,276	7,329	7,539

Información de Estadísticas CNE y Reporte Ministerio

Entre 2021 y 2024, la capacidad solar instalada prácticamente se triplicó —pasando de aproximadamente 3,400 MW a más de 10,700 MW—, mientras que la capacidad eólica se duplicó, alcanzando cerca de 4,700 MW. Las proyecciones para 2025 confirman esta tendencia, previendo más de 12,300 MW solares y alrededor de 6,400 MW eólicos. Destaca que ya en enero de 2025 se incorporaron al sistema alrededor de 242 MW netos de nueva capacidad solar, mientras que más de 1,600 MW eólicos se encontraban en fase de prueba y otros 7,900 MW (sumando solar y eólica) estaban en construcción con fechas de entrada previstas para el mismo año.

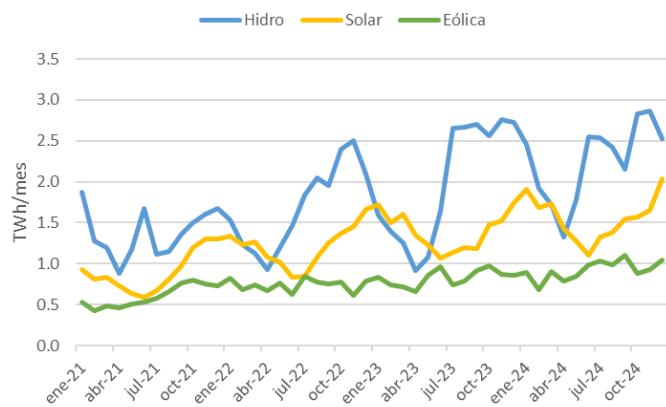
En contraste, la capacidad hidráulica del sistema se ha mantenido relativamente estable, con un crecimiento marginal desde 6,663 MW en 2021 hasta poco más de 7,500 MW proyectados para 2025. Esto refleja la madurez del parque hidroeléctrico chileno y las restricciones ambientales y sociales que limitan nuevas expansiones significativas.

La figura siguiente muestra la evolución mensual (en TWh) entre 2021 y 2024 de generación renovable. Se observa que la generación hidráulica presenta una marcada estacionalidad, con valores más altos en períodos de deshielo y lluvias. Además, los

⁹² Fuente: Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional - <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/>

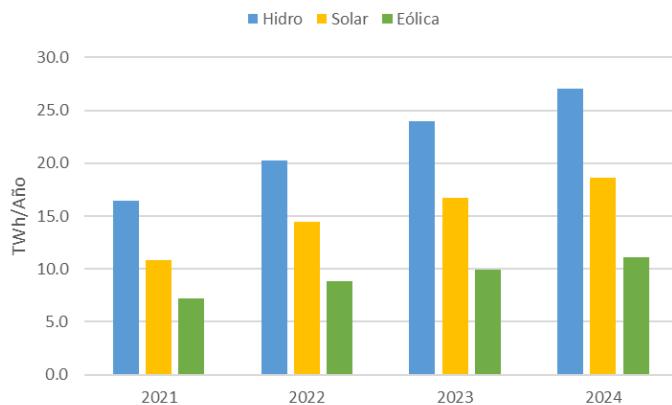
datos confirman años relativamente secos en 2021 y 2022, con mejoras notables desde mediados de 2023 debido a un ciclo más húmedo. Por su parte, la generación solar y eólica muestra un crecimiento sostenido en el mismo período, en línea con el aumento de capacidad instalada. Esto confirma el carácter estructural de la transición energética chilena hacia una matriz dominada por fuentes renovables variables.

Figura 74. generación mensual TWh⁹³



Fuente: Elaboración GME

Figura 75. Información Generación CEN⁹⁴



Fuente: Elaboración GME

Esta combinación de mayor penetración de ERV y alta variabilidad interanual de la generación hidroeléctrica subrayan la necesidad de flexibilidad operativa del SEN. Las

⁹³ Fuente: Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional - <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/>

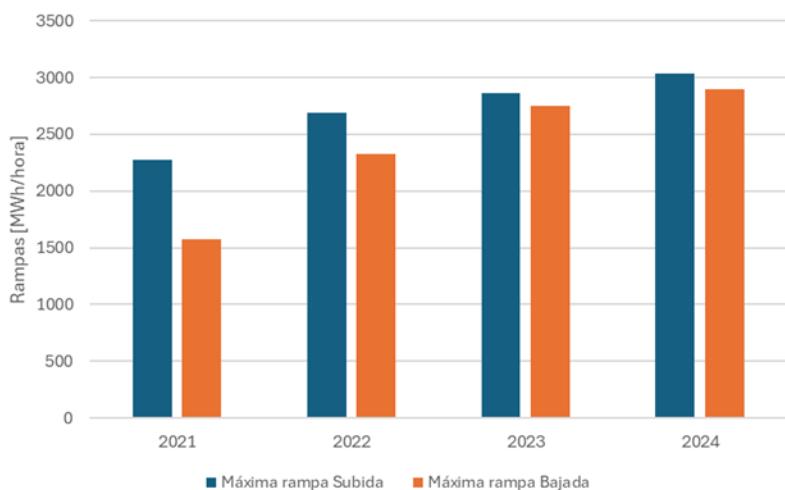
⁹⁴ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

rampas se convierten en un desafío central para la seguridad y la eficiencia del sistema, obligando a planificar y despachar recursos flexibles capaces de adaptarse rápidamente a fluctuaciones de la demanda neta y a variaciones inesperadas en la generación renovable.

5.2. Análisis de rampas 2021 - 2024

La figura siguiente muestra las rampas máximas anuales de subida y bajada, observándose un aumento sostenido en la magnitud de estas variaciones a lo largo de cada año. Este comportamiento se relaciona directamente con la creciente penetración de generación solar, que introduce rampas de subida particularmente pronunciadas al atardecer, cuando la radiación solar cae abruptamente y la producción fotovoltaica desaparece del sistema. En ese momento, otras tecnologías despachables deben actuar rápidamente para compensar la pérdida súbita de generación solar/eólica.

Figura 76. Rampas máximas por año de subida y bajada⁹⁵

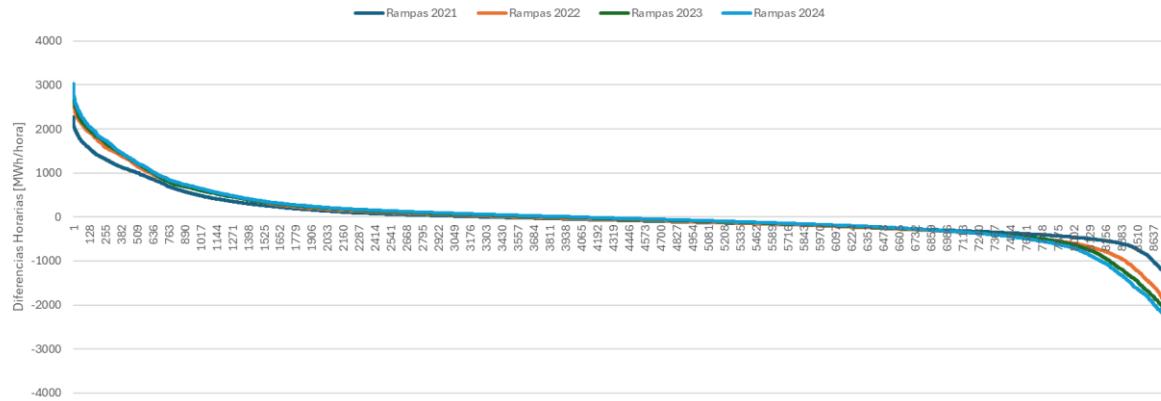


Fuente: Elaboración GME

Además del análisis de los máximos, la distribución completa de rampas horarias ordenadas permite visualizar la evolución de la forma de la curva de demanda neta a lo largo de los años. La figura siguiente muestra que no sólo se incrementan los valores máximos absolutos, sino que también se amplía la gama de rampas significativas a lo largo del año. Este comportamiento implica que los eventos de rampas no son fenómenos aislados o esporádicos, sino que forman parte de una dinámica operativa cada vez más estructural del sistema.

⁹⁵ Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

Figura 77. Rampas horarias ordenadas de mayor a menor años 2021 - 2024.⁹⁶



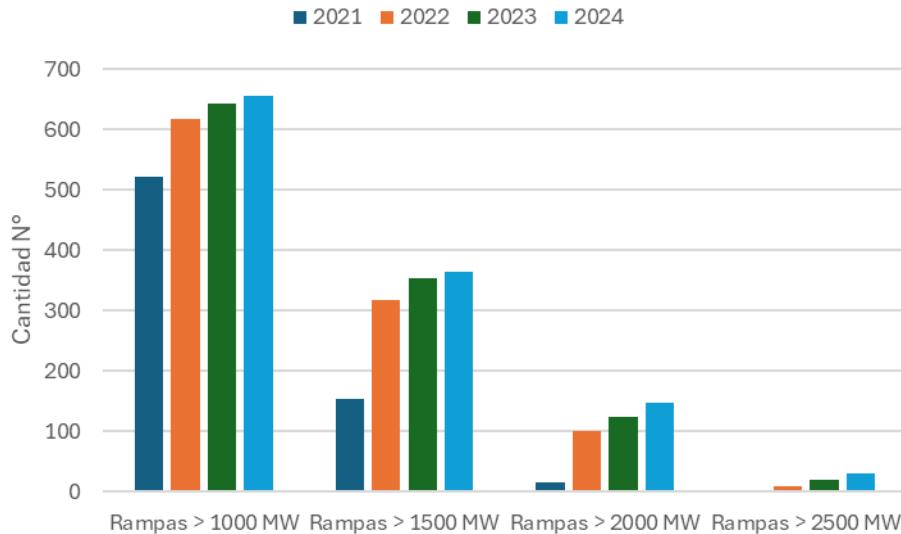
Fuente: Elaboración GME

*Rampas de 2024 se redujeron en 24 valores cercanos a cero para calzar por año bisiesto

Otro aspecto relevante es la frecuencia de ocurrencia de rampas de gran magnitud (Figura 78 y Figura 79). Los gráficos que cuantifican la cantidad de rampas de subida y bajada superiores a umbrales de 1,000 MW, 1,500 MW, 2,000 MW y 2,500 MW confirmar un aumento sistemático en el número de eventos año tras año. Este resultado tiene implicancias directas para la planificación y operación del sistema: no sólo se requieren recursos con capacidad técnica de rampa adecuada, sino también mecanismos de mercado y esquemas de remuneración que reconozcan y valoren su contribución a la estabilidad del sistema.

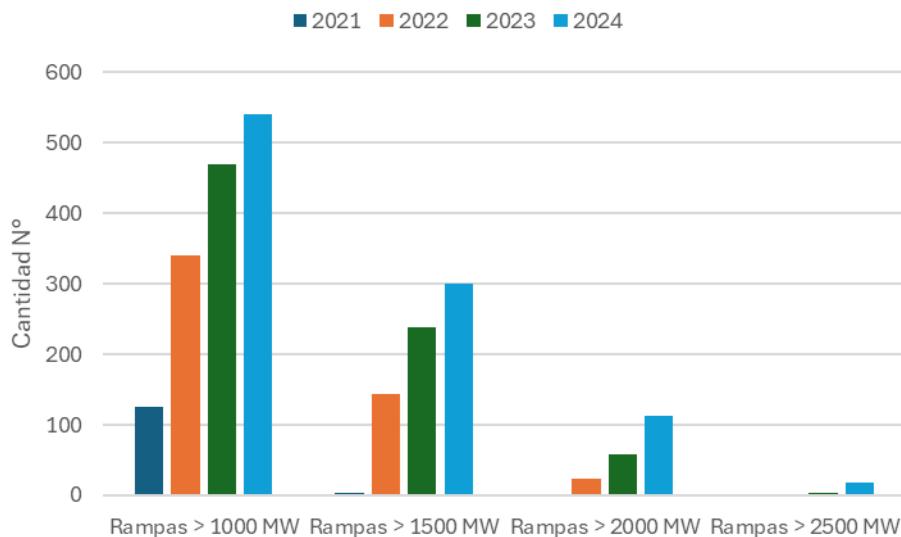
⁹⁶ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 78. Cantidad de Rampas de subida sobre los MW que se indican⁹⁷



Fuente: Elaboración GME

Figura 79. Cantidad de Rampas de bajada sobre los MW que se indican⁹⁸



Fuente: Elaboración GME

⁹⁷ Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

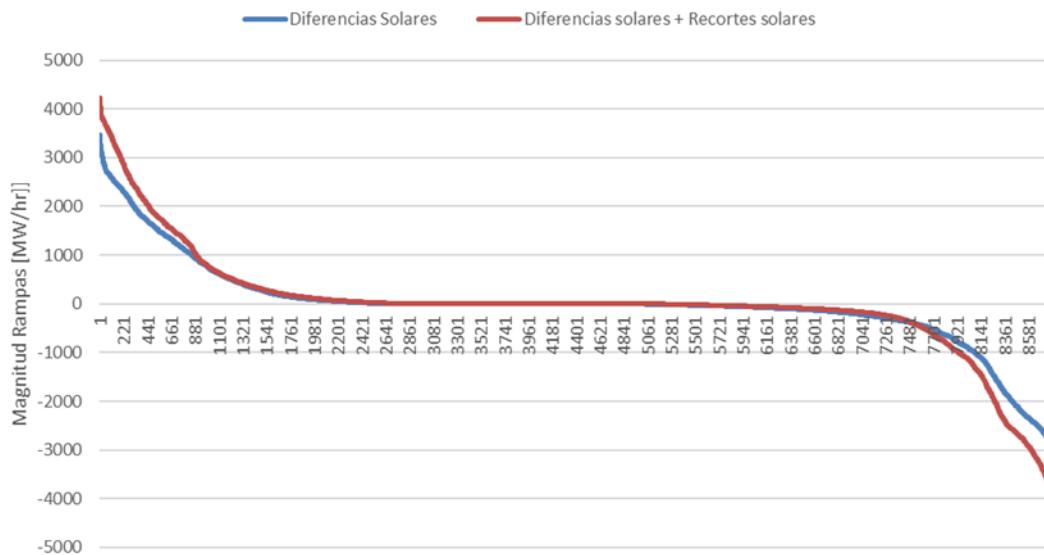
⁹⁸ Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

Este incremento en la frecuencia y magnitud de rampas está estrechamente vinculado con la expansión acelerada de las ERV en Chile, y se espera que la tendencia continúe en 2025, acompañando la entrada de nueva capacidad solar y eólica proyectada.

Por otro lado, la curva de rampas horarias ordenadas de mayor a menor, considerando ahora las diferencias de generación solar neta (es decir, incluyendo los recortes). Se observa que los recortes han contribuido significativamente a suavizar la magnitud de las rampas. En otras palabras, al limitar la inyección solar en ciertos momentos críticos, se reduce la amplitud de las variaciones que el resto del parque generador debe compensar. Este efecto de alivio sobre las rampas se aprecia especialmente en las transiciones más pronunciadas del amanecer y atardecer. En la figura siguiente, los valores del extremo izquierdo corresponden a los aumentos de generación en las primeras horas del día, mientras que los del lado derecho reflejan las reducciones bruscas típicas del atardecer.

Este hallazgo tiene implicancias directas para la planificación del sistema y para el diseño de mecanismos de mercado que internalicen el costo de la flexibilidad. En la práctica, los recortes solares funcionan como una herramienta operativa de última instancia para evitar congestiones y estabilizar el sistema, pero representan una subutilización de recursos renovables.

Figura 80. Rampas horarias de generación solar ordenada de mayor a menor⁹⁹



Fuente: Elaboración GME

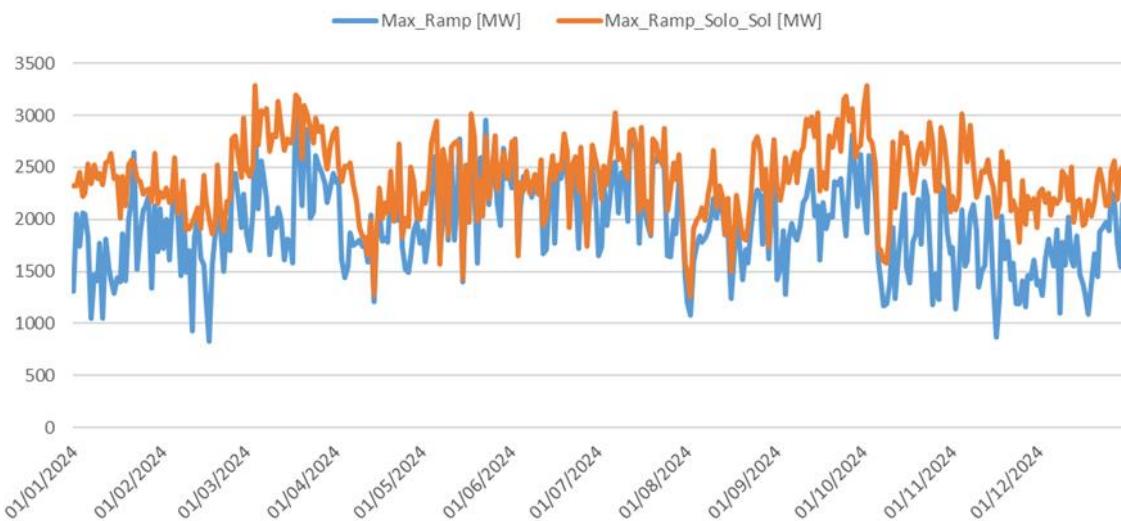
⁹⁹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

5.3. Rampas subida horaria por tecnología

El análisis detallado de las mayores rampas horarias de subida en el SEN entre 2021 y 2024 permite dimensionar con mayor precisión los desafíos de flexibilidad que enfrenta el sistema ante la creciente penetración de generación renovable variable. Las rampas más pronunciadas suelen coincidir con el atardecer, cuando la generación solar fotovoltaica se reduce bruscamente debido a la caída de la radiación. Esta característica operativa obliga al resto del parque generador a incrementar rápidamente su producción para suplir la caída solar y mantener el balance del sistema.

En la figura siguiente se ilustran las máximas rampas netas diarias de subida para el año 2024, separando el efecto de la demanda y la generación solar (Ramp_Solo_Sol) del escenario combinado que incluye la generación eólica (Ramp). Este enfoque permite evidenciar que la generación eólica, pese a su variabilidad intrínseca, ha tenido un efecto atenuante en múltiples jornadas. En otras palabras, la complementariedad temporal entre el viento y el sol ha permitido en varias ocasiones suavizar las rampas más agresivas que de otro modo se habrían manifestado al atardecer.

Figura 81. Máximas rampas de subida diaria año 2024¹⁰⁰



Fuente: Elaboración GME

Para profundizar en el análisis, se evaluó la participación porcentual de cada tecnología en estas rampas máximas diarias. La próxima figura muestra claramente la relevancia sostenida de la generación hidroeléctrica de embalse, incluso en años con condiciones hidrológicas más secas. Su capacidad de regulación la convierte en un recurso clave para

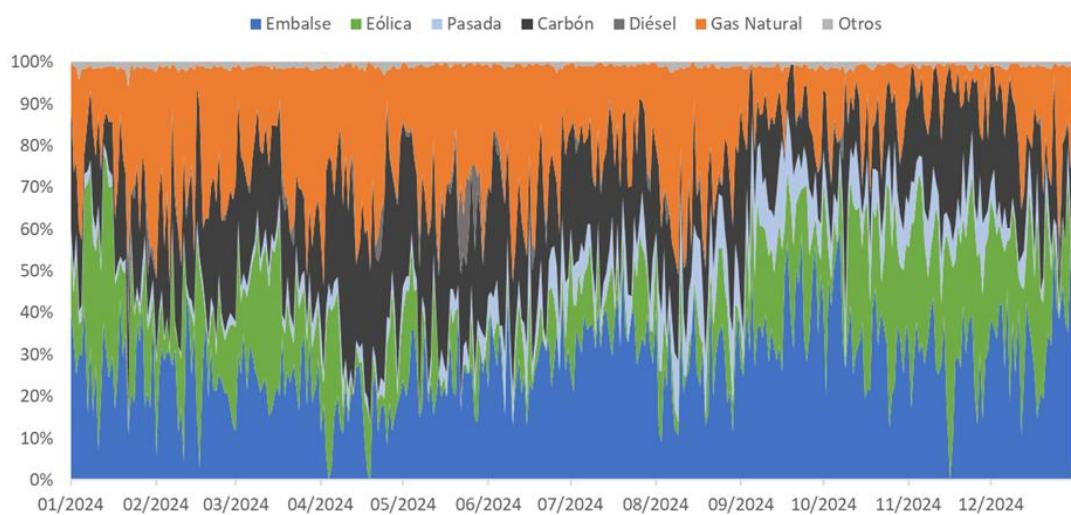
¹⁰⁰ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

amortiguar variaciones de corto plazo. Por su parte, las centrales a carbón, si bien han reducido gradualmente su participación conforme avanza la descarbonización, continúan desempeñando un rol importante en la provisión de capacidad firme para gestionar estas rampas. Asimismo, la generación a gas natural ha mantenido una participación estable, aportando flexibilidad operativa esencial.

La siguiente figura ilustra la evolución anual de estas rampas de 3 horas en 2024. Se observa con claridad una marcada estacionalidad, vinculada tanto a la disponibilidad solar como a la hidrología. Al igual que en el análisis horario, la generación eólica muestra un papel de mitigación (sobre todo los últimos cuatro meses), atenuando en numerosos casos la magnitud neta de las rampas. Sin embargo, las gráficas también revelan que, en ciertos períodos, la variabilidad eólica puede coincidir con la solar y amplificar las necesidades de ajuste del sistema.

Se destaca también el crecimiento progresivo del aporte eólico, especialmente notable en los últimos meses de cada año y en los inicios, cuando los regímenes de viento tienden a ser más favorables. Este crecimiento se traduce en una mayor capacidad del sistema para amortiguar rampas derivadas de la caída solar.

Figura 82. Participación por tecnología de máximas rampas diarias 2024¹⁰¹

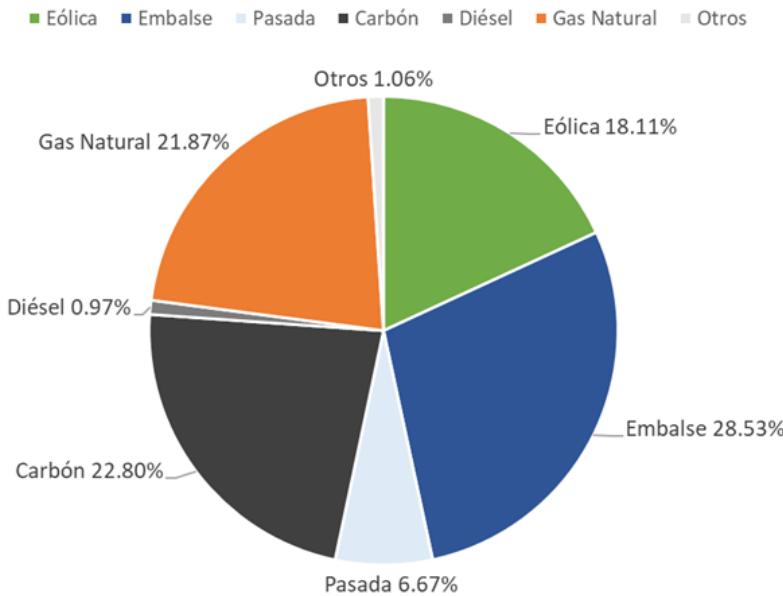


Fuente: Elaboración GME

La siguiente figura resume en términos anuales acumulados, evidenciando que, aunque las fuentes térmicas convencionales (carbón y gas) siguen siendo fundamentales para la gestión de rampas, la hidroeléctrica de embalse y la eólica están consolidándose como recursos cada vez más relevantes para la provisión de flexibilidad.

¹⁰¹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

**Figura 83. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias
2024¹⁰²**



Fuente: Elaboración GME

El detalle con los análisis de rampas históricas desde el 2021 al 2025 se muestra en Anexo 1: Atributos de flexibilidad, sección 4.Rampas.

5.4. Rampas proyectadas para 2025

Para anticipar los desafíos operativos derivados de la creciente penetración de generación renovable variable, se realizó una simulación del año 2025 utilizando la base de datos oficial del Coordinador Eléctrico Nacional y su programación mensual con resolución horaria en la plataforma Plexos. Los resultados muestran las rampas máximas mensuales esperadas, calculadas tanto para horizontes de 1 hora (1R) como de 3 horas (3R). En términos generales, se proyectan rampas horarias que superan los 3,000 MW en varios meses, alcanzando valores máximos en marzo (3,790 MW) y mayo (3,700 MW). En el caso de las rampas de 3 horas, los resultados son aún más exigentes, con máximos que superan los 6,200 MW en mayo y junio. Estos valores reflejan la necesidad de contar con recursos flexibles capaces de gestionar incrementos rápidos de generación para compensar la reducción de la producción solar al atardecer y las variaciones del recurso eólico. Asimismo, evidencian la importancia de fortalecer la planificación de reservas operativas y mecanismos de despacho intradiario que permitan una integración segura de la generación renovable proyectada para 2025.

¹⁰² Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

**Tabla 24. Rampas máximas mensuales simuladas en Plexos en 1 y 3 horas
(1R y 3R)**

	1R (MW)	3R [MW]
ene-25	2,706	5,678
feb-25	3,139	6,018
mar-25	3,790	5,744
abr-25	3,040	5,414
may-25	3,700	6,220
jun-25	3,591	6,304
jul-25	3,338	6,153
ago-25	3,462	5,944
sep-25	2,681	5,277
oct-25	3,660	5,670
nov-25	2,614	5,178
dic-25	3,210	5,287

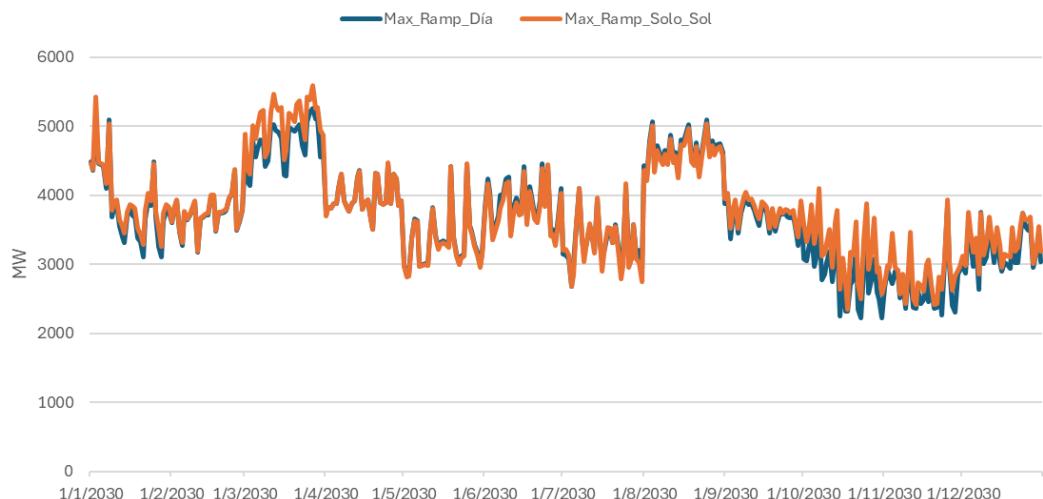
Fuente: Elaboración GME

5.5. Rampas proyectadas para 2030

La evolución proyectada de las rampas horarias para 2030, según simulaciones en Plexos para el estudio de confiabilidad 2030, revela un comportamiento con valores máximos que se mantienen elevados y con marcada estacionalidad. Figura 84 muestra la máxima rampa de subida diaria en intervalos de una hora (línea azul) comparada con el componente exclusivamente solar (línea naranja). Se observa que buena parte de la rampa total del sistema sigue estando explicada por la caída abrupta de la generación solar al atardecer, hacia 2030, la presión para gestionar variaciones horarias por la salida del sol se mantiene como un desafío central para la operación del SEN.

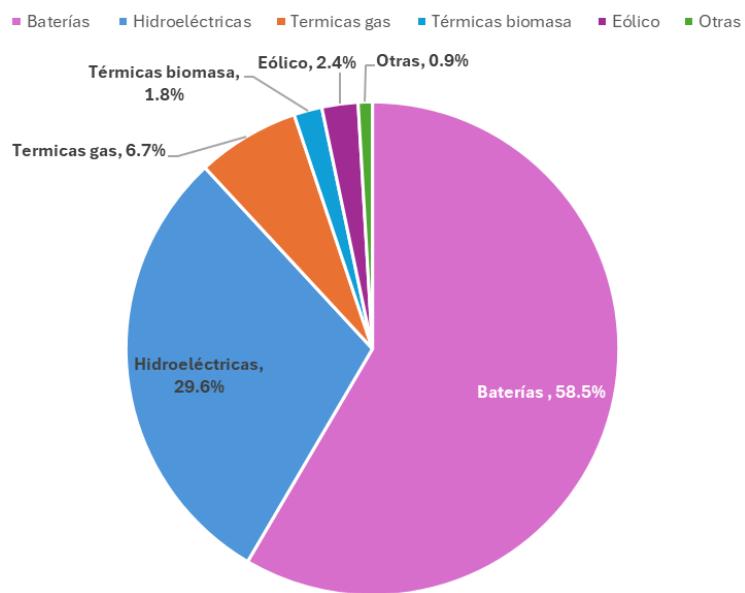
Figura 85 resume la participación anual por tecnología en el cubrimiento de estas rampas netas proyectadas. Destaca el rol protagónico de los sistemas de almacenamiento con baterías, que aportarían cerca del 58 % del esfuerzo de rampa anual, consolidándose como el principal recurso de flexibilidad operativa. Le siguen la generación hidroeléctrica (30 %), que, a pesar de limitaciones hídricas estacionales, mantiene un papel clave por su capacidad de respuesta rápida y controlada. Más atrás aparecen el gas natural y otras tecnologías térmicas con participaciones menores, mientras que la contribución del viento, aunque reducida (2.4 %), representa una capacidad de modulación relevante en escenarios específicos. En conjunto, estas proyecciones para 2030 reflejan un sistema con alta dependencia de tecnologías flexibles para gestionar rampas cada vez más pronunciadas, en un contexto de creciente penetración renovable variable.

Figura 84. Máximas rampas de subida diaria año 2030¹⁰³



Fuente: Elaboración GME

Figura 85. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2030¹⁰⁴



Fuente: Elaboración GME

¹⁰³ Fuente: Estudio de Confiabilidad CEN 2030 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/Datos2030ST.zip>

¹⁰⁴ Fuente: Estudio de Confiabilidad CEN 2030 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/Datos2030ST.zip>

5.6. Índice de evaluación de rampas

Para caracterizar la capacidad de respuesta del parque generador frente a rampas del sistema eléctrico, se han considerado dos aproximaciones complementarias para construir indicadores de flexibilidad técnica a nivel de unidad generadora. Ambas opciones se inspiran en la metodología de métricas compuestas (CFM) desarrollada por Oree y Hassen (2016)¹⁰⁵

5.6.1. Indicador de Magnitud de Rampas (IAMRA)

El Indicador de Magnitud de Rampas busca cuantificar la intensidad de las variaciones de generación (o demanda neta) que el sistema debe gestionar en intervalos definidos de tiempo. Se calcula como la diferencia máxima entre valores consecutivos de generación o demanda neta dentro de un horizonte de análisis horario o sub-horario. Este indicador permite identificar la rampa más exigente que debe ser cubierta por las unidades generadoras flexibles, los sistemas de almacenamiento o la gestión de la demanda. Uno de los objetivos de este estudio es poder medir o cuantificar el aporte a la flexibilidad de algunas tecnologías o, para ser más específicos, unidades generadoras. En este sentido una forma de cuantificar esto podría ser el aporte de cada a las mayores rampas netas del año. La formulación matemática es la siguiente:

$$IAMRA_c = \frac{\sum_i^N \Delta P_{i,c}}{\sum_i^N \Delta P_{net,i}}$$

Donde:

$$IAMRA_i$$

Índice de Aporte a Máximas Rampas Anuales que representa la porción en que la unidad "C" se hizo presente aportando variación de potencia en las N máximas rampas del año.

$$\Delta P_{i,c}$$

Representa la variación de potencia en un delta instante.

$$\Delta P_{net,i}$$

Representa una de las N rampas máximas netas del año.

Este simple índice puede indicar cuales son las centrales que están aportando variación de capacidad a las máximas rampas del año. Este valor puede ser ajustado para representar todo un año, o puede ser más acotado como se ha visto en la regulación

¹⁰⁵ Oree, V. y Hassen, S. (2016). *A novel framework for assessing power system flexibility*. Applied Energy, Vol. 177, pp. 683–691. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.122>

chilena a las 52 máximas del año.

En la práctica, al calcular $\sum_i^N \Delta P_i$ sobre todas las unidades, algunas pueden obtener un valor negativo del indicador. Cuando la sumatoria de los aportes es negativo, se considera que este fenómeno ocurre debido a la variabilidad del recurso, más que a una decisión operacional, por lo que se considera que el aporte de rampa es cero.

Adicionalmente, al eliminar del cálculo las centrales que tienen aportes negativos, es necesario normalizar los valores para que la suma de todos los aportes corresponda al 100%. La formulación matemática se muestra a continuación:

$$\text{Factor Para Ajuste} = FPA = \sum_c^C (IAMRA_c > 0)$$

El reconocimiento final está dado por las siguientes bandas:

$$IAMRA_c^{final} = \begin{cases} 0 & , \quad IAMRA_c < 0 \\ \frac{IAMRA_c}{FPA}, & IAMRA_c \geq 0 \end{cases}$$

Aplicando esta metodología en base a la generación horaria de 2024 obtenida del Coordinador y considerando las 52 rampas máximas horarias, tenemos los siguientes resultados.

Tabla 25. Indicador de magnitud de rampas horarias 2024¹⁰⁶

Subtipo	Llave	<i>IAMRA_c^{final}</i>
Embalse	RALCO	8.30%
Embalse	EL TORO	6.30%
Embalse	PEHUENCHE	5.70%
Embalse	RAPEL	4.00%
Gas Natural	U16-TG + U16-TV GNL	3.40%
Embalse	PANGUE	3.20%
Carbón	CCR2 (Carbon)	2.80%
Carbón	ANG1	2.70%
Carbón	ANG2	2.50%
Gas Natural	KELAR TG1 + TG2 + TV (GNL)	2.50%
Gas Natural	San Isidro II Gas Arg	2.40%
Carbón	CCR1 (Carbon)	2.30%
Gas Natural	Atacama TG1A + TG1B + TV1C GNL	2.10%
Embalse	COLBÚN	2.00%
Carbón	TER IEM	1.90%
Carbón	Campiche	1.60%
Gas Natural	San Isidro Gas Arg	1.60%
Carbón	Guacolda 5	1.50%

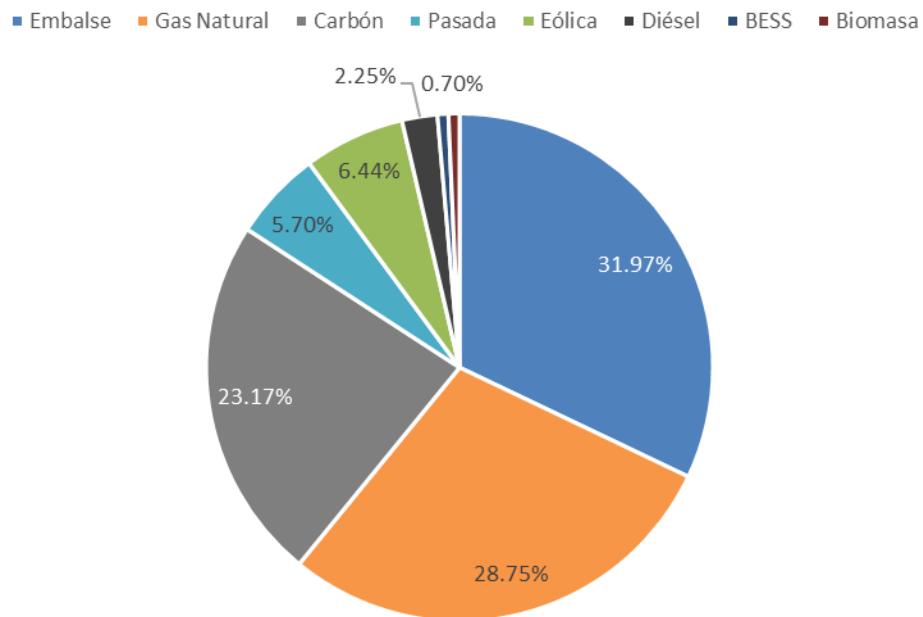
¹⁰⁶ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Carbón	Santa María	1.40%
Gas Natural	San Isidro GNL	1.40%
Carbón	Guacolda 3	1.40%
Gas Natural	Nueva Renca Gas Arg	1.30%
Gas Natural	Quintero TG 1B Gas Arg	1.20%
Gas Natural	CTM3-TG + CTM3-TV GNL	1.20%
Carbón	Guacolda 4	1.20%
Gas Natural	Nehuenco II Gas Natural	1.10%
Gas Natural	Nehuenco GNL	1.00%
Gas Natural	San Isidro II GNL	1.00%
Embalse	CIPRESES	1.00%

Fuente: Elaboración GME

En la tabla se muestran ordenados de mayor a menor el aporte según este indicador. Se muestran solo valores mayores o iguales al 1%. Si se agrupa por tecnología el resultado puede servir así.

Figura 86. Participación por tecnología en el indicador de magnitud de rampas horarias 2024¹⁰⁷



Fuente: Elaboración GME

Este índice es esencial para planificar la capacidad de reserva flexible y para determinar los requisitos de respuesta rápida del sistema. Permite dimensionar el tamaño mínimo de recursos flexibles necesarios para atender los mayores cambios de potencia que se

¹⁰⁷ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

pueden presentar en períodos críticos, tales como el atardecer (cuando la generación solar fotovoltaica cae abruptamente).

5.6.2. Indicador Compuesto de Flexibilidad

El Indicador Compuesto de Flexibilidad (ICF) es un indicador integral desarrollado con el objetivo de medir, de forma sintética y comparable, la flexibilidad de un sistema eléctrico frente a las variaciones de carga neta y la creciente penetración de generación renovable variable. A diferencia de métricas que se enfocan únicamente en la magnitud de las rampas, el ICF busca capturar en un solo valor la dificultad operativa que implica gestionar tanto la intensidad como la duración de esas variaciones.

La lógica detrás de este indicador reconoce que la flexibilidad no depende solo de un parámetro, sino de varios atributos relacionados, por ejemplo, cuán rápido se necesita incrementar o reducir generación en un instante particular (la magnitud de la rampa), así como también de cuánto tiempo el sistema debe sostener ese esfuerzo. Por ejemplo, una rampa corta pero muy pronunciada puede requerir recursos de respuesta rápida, mientras que una rampa moderada pero prolongada puede agotar las reservas operativas disponibles o exigir cambios de despacho en unidades menos flexibles.

El ICF combina varios atributos fundamentales —por ejemplo, magnitud y duración— en un solo índice adimensional, que se calcula como el producto o razón normalizada de ambos componentes respecto de referencias técnicas o históricas. Una de las ventajas principales del ICF es su carácter comparativo y normalizado. Puede aplicarse a distintos escenarios de expansión de la red, penetración renovable o planificación de almacenamiento, facilitando la evaluación de políticas y el diseño de estrategias de integración de energías renovables. Al combinar varias dimensiones clave en un solo valor, se convierte en una herramienta accesible tanto para operadores de sistemas como para planificadores energéticos.

La propuesta que se presenta pretende agregar más dimensiones a la flexibilidad considerando factores que consideremos como un aporte al concepto de flexibilidad, para posteriormente normalizarlos y ponderarlos con el objetivo de obtener un indicador entre cero y uno que represente si, en base a los conceptos que aportan flexibilidad, es decir que tan cercano es a 1 (factor ideal).

Ejemplo, si consideramos una rampa baja o nula, una central que solo es capaz de entregar un 0.5% de su capacidad como nivel inferior, y como nivel superior centrales que son capaces de dar en un minuto el 20% de su capacidad entonces la formula sería la siguiente.

$$x_{norm} = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}}$$

El proceso de normalización sería el siguiente:

$$x_{norm} = \frac{x_{max} - x}{x_{max} - x_{min}}$$

De esta forma cualquier unidad que sea capaz de dar una rampa por minuto entre estos porcentajes de tendrá un valor entre cero y uno. Para este caso valores que superen el 20% serían calificados con uno, y unidades bajo el 0.5% con cero. Esto se puede hacer con varios indicadores de flexibilidad y finalmente se les da un peso en base a una valoración relativa ω_i para finalmente obtener un solo valor comparativo. Algunos indicadores que se pueden considerar:

- Rampas ascendentes relativas (MW/min) [% de Pmax]
- Rampas descendentes relativas. (MW/min) [% de Pmax]
- Potencia mínima estable (menos es mejor) [% Pmax]
- Tiempo de arranque [min]
- Tiempo capaz de sostener la energía [horas]

Tabla 26. Propuesta de métricas a considerar

Símbolo	Métrica	Normalización propuesta*
Ra	Rampa ascendente relativa	[0.5%, 20%] más es mejor
Rd	Rampa descendente relativa	[0.5%, 20%] más es mejor
Pmin	Potencia mínima estable	[10%, 80%] menos es mejor
I	Inercia (GVAs)	[0.15, 3] más es mejor

Fuente: Elaboración GME

* otros indicadores que se pueden agregar son los tiempos de prendido de unidades y el tiempo que son capaces de sostener su carga máxima dadas sus capacidades de por ejemplo embalses o estanques.

Sin embargo, este es un ejemplo de normalización propuesta, pero esta debe ser analizada por el Coordinador, agentes, la CNE, y el Ministerio de Energía para que se adapten a las necesidades reales del sistema eléctrico chileno en base a requerimientos actuales y/o futuros Una vez normalizados todos los parámetros, necesitamos darles pesos relativos, por ejemplo:

Figura 87. Pesos relativos de evaluación de las métricas

Símbolo	Métrica	Pesos relativos
Ra	Rampa ascendente relativa	38.00%
Rd	Rampa descendente relativa	17.00%
Pmin	Potencia mínima estable	25.00%
I	Inercia (GVAs)	20.00%

Fuente: Elaboración GME

Con esto podemos calcular un solo indicador compuesto de flexibilidad:

$$ICF_{i,c} = \sum_i^N w_i x_i^{norm}$$

Para fines de un ejemplo se analizaron 20 centrales con este parámetro para evaluar su comportamiento en base a este indicador ponderado. Los resultados de estos parámetros son relativos pero una interpretación general podría ser la siguiente:

(Alta $\geq 0,70$;

Media $0,50-0,69$;

Baja $< 0,50$)

Esta interpretación dependerá de la realidad del sistema eléctrico a evaluar por lo que se pueden modificar los rangos a voluntad. Las siguientes tablas presentan Los valores de las métricas seleccionadas para 22 unidades del SEN, así como los índices resultantes y finales de la metodología propuesta, los resultados fueron ordenados de mayor a menor.

Tabla 27. Evaluación del indicador de rampa compuesta para 22 unidades del SEN (Métricas a considerar)¹⁰⁸

Unidad	Arreglo	Combustibles	Límite de Regulación Superior considerado [MW]	Límite de Regulación Superior [MW]	Límite de Regulación Inferior [MW]	Rampa de subida [MW/min]	Rampa de bajada [MW/min]	Aporte CSF+ [MW]	Aporte CSF- [MW]	Inercia [MVA-s]
TER NUEVA VENTANAS U1	NUEAVENTANAS_CAR	Carbón	267.00	267.00	200.00	7.00	7.00	35.00	-35.00	2286.90
TER CARDONES U1	CARDONES_DIESEL	Diésel	154.95	154.95	60.00	11.00	11.00	55.00	-55.00	989.23
TER COLMITO U1	COLMITO_DIESEL	Diésel	58.00	58.00	18.00	25.00	25.00	40.00	-40.00	79.15
TER ANTILHUE U1	ANTILHUE-1_DIESEL	Diésel	40.00	40.00	25.00	5.00	5.00	15.00	-15.00	80.65
TER CANDELARIA U1	CANDELARIA-1_GNL	Gas Natural	125.00	125.00	60.00	10.00	10.00	50.00	-50.00	800.00
TER NEHUENCO CC1-TG	NEHUENCO-1_TG1_GNL	Gas Natural	225.00	225.00	145.00	10.00	10.00	50.00	-50.00	2102.10
TER NEHUENCO II CC1-TG	NEHUENCO-2_TG1_GNL	Gas Natural	379.60	379.60	283.95	7.20	7.70	36.00	-38.50	1380.00
TER SANTA MARÍA U1	SANTAMARIA_CAR	Carbón	370.00	370.00	178.00	1.50	1.50	7.50	-7.50	1895.40
TER ANGAMOS U1	ANGAMOS-ANG1_CAR	Carbón	268.00	268.00	200.00	2.00	2.00	10.00	-10.00	1584.00
TER COCHRANE U1	COCHRANE-CCH1_CAR	Carbón	200.00	200.00	133.00	2.70	2.70	13.50	-13.50	1273.80
HE ANTUCO U1	ANTUCO-1	Hidráulica Pasada	160.00	160.00	80.00	50.00	50.00	80.00	-80.00	752.00
HE CIPRESES U1	CIPRESES-1	Hidráulica Embalse	22.00	22.00	5.00	9.00	9.00	17.00	-17.00	115.01
HE EL TORO U2	ELTORO-2	Hidráulica Embalse	110.00	110.00	10.00	20.00	20.00	100.00	-100.00	302.63
HE RALCO U1	RALCO-1	Hidráulica Embalse	330.00	330.00	95.00	20.00	20.00	100.00	-100.00	1193.94
HE RAPEL U2	RAPEL-2	Hidráulica Embalse	75.00	75.00	45.00	20.00	20.00	30.00	-30.00	304.00
TER QUINTERO U2	QUINTERO-2_GNL	Gas Natural	115.00	115.00	70.00	9.00	9.00	50.00	-50.00	1027.93
TER SAN ISIDRO CC1-TG TER SAN ISIDRO CC1-TV	SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL	Gas Natural	340.00	340.00	210.00	8.00	8.00	40.00	-40.00	1865.16
TER IEM U1	IEM_CAR	Carbón	376.96	376.96	106.20	5.00	5.00	25.00	-25.00	2011.10
TER TOCOPILLA TG3	TOCOPILLA-TG3_GNL	Gas Natural	37.50	37.50	10.00	9.50	9.50	27.50	-27.50	112.50
TER LOS VIENTOS U1	LOSVIENTOS_DIESEL	Diésel	125.00	125.00	60.00	10.00	10.00	50.00	-50.00	806.54
TER GUACOLDA U3	GUACOLDA-3_CAR	Carbón	150.00	150.00	100.00	1.50	1.50	7.50	-7.50	885.16
TER KELAR CC1-TG1 TER KELAR CC1-TG2 TER KELAR CC1-TV	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL	Gas Natural	506.00	506.00	292.00	7.50	7.50	37.50	-37.50	4350.04

Fuente: Elaboración GME

¹⁰⁸ Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

Normalización rampa de subida igual a la rampa de bajada e igual a:

$$x_{ramp} = \frac{x - 0.5\%}{20\% - 0.5\%} = \frac{x - 0.5\%}{19.5\%}$$

$$x > 20\% \rightarrow x_{ramp} = 1$$

$$x < 0.5\% \rightarrow x_{ramp} = 0$$

Donde x es la normalización de la capacidad de la maquina en MW/min en su capacidad máxima

Para la potencia mínima, es parecido, pero ya que el hecho que la máquina tenga una potencia mínima baja es mejor se debe ve de una forma un poco distinta, entonces la normalización sería como sigue:

$$x_{Pmin} = \frac{80\% - x}{80\% - 10\%} = \frac{x - 0.5\%}{19.5\%}$$

$$x < 10\% \rightarrow x_{Pmin} = 1$$

$$x > 0.5\% \rightarrow x_{Pmin} = 0$$

Donde x es la normalización de la capacidad de la maquina en MW en su capacidad máxima

Finalmente tenemos la inercia que es el único parámetro que se dejó sin normalizar en el sentido que los valores y el rango están en GVA-s

$$x_{Iner} = \frac{x - 0.05}{3 - 0.05} = \frac{x - 0.05}{2.95}$$

$$x > 3 \rightarrow x_{Iner} = 1$$

$$x < 0.05 \rightarrow x_{Iner} = 0$$

Los índices resultantes y finales de la metodología se aprecian en la columna de más a la derecha en la siguiente Tabla, los resultados fueron ordenados de mayor a menor.:

Tabla 28. Cálculo del indicador de rampa compuesta para 22 unidades del SEN¹⁰⁹

Unidad	Arreglo	Combustibles	W xmin xmax	0.38	0.17	0.25	0.2	Rampa Subida [0.5% , 20%]	Rampa Bajada [0.5% , 20%]	Pmin estable [10% , 80%]	Inercia [0.05, 3] GVA-s	Indicador Compuest o de Flexibilida d
HE EL TORO U2	ELTORO-2	Hidráulica Embalse		0.50%	0.50%	10%	0.05					
HE CIPRESES U1	CIPRESES-1	Hidráulica Embalse		20%	20%	80%	3					
TER TOCOPILLA TG3	TOCOPILLA-TG3_GNL	Gas Natural										
TER COLMITO U1	COLMITO_DIESEL	Diésel										
HE ANTUCO U1	ANTUCO-1	Hidráulica Pasada										
HE RAPEL U2	RAPEL-2	Hidráulica Embalse										
HE RALCO U1	RALCO-1	Hidráulica Embalse										
TER ANTILHUE U1	ANTILHUE-1_DIESEL	Diésel										
TER CARDONES U1	CARDONES_DIESEL	Diésel										
TER LOS VIENTOS U1	LOSVENTOS_DIESEL	Diésel										
TER CANDELARIA U1	CANDELARIA-1_GNL	Gas Natural										
TER IEM U1	IEM_CAR	Carbón										
TER QUINTERO U2	QUINTERO-2_GNL	Gas Natural										
TER KELAR CC1-TG1	KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL	Gas Natural										
TER KELAR CC1-TG2												
TER KELAR CC1-TV												
TER NEHUENCO CC1-TG	NEHUENCO-1_TG1_GNL	Gas Natural										
TER SAN ISIDRO CC1-TG	SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL	Gas Natural										
TER SAN ISIDRO CC1-TV												
TER SANTA MARÍA U1	SANTAMARIA_CAR	Carbón										
TER NUEVA VENTANAS U1	NUEAVVENTANAS_CAR	Carbón										
TER COCHRANE U1	COCHRANE-CCH1_CAR	Carbón										
TER NEHUENCO II CC1-TG	NEHUENCO-2_TG1_GNL	Gas Natural										
TER ANGAMOS U1	ANGAMOS-ANG1_CAR	Carbón										
TER GUACOLDA U3	GUACOLDA-3_CAR	Carbón										

Fuente: Elaboración GME

¹⁰⁹ Fuente: Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

6. Conclusiones

La actual provisión de atributos de flexibilidad sigue estando dominada por unidades convencionales con alta capacidad de inercia, rampas y reservas rápidas. Sin embargo, la progresiva descarbonización y la mayor participación ERV presionarán estos márgenes, exigiendo la integración de nuevos recursos, ajustes normativos y señalización de mercado para incentivar la provisión de estos atributos. Los indicadores desarrollados en este capítulo se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 29. Resumen de indicadores calculados para el SEN en el 2024

Atributo de Flexibilidad	Indicadores calculados	Valor del indicador ajustado al SEN	Unidades
Flexibilidad Global	NFI Global	0.45	-
	NFI por planta (Unidad/configuración) y tecnología	26% - 64%	-
	Indicador de Necesidad de Capacidad Flexible (CAISO)	6033	MW
Fortaleza de Red	ESCR	1.6 - 14.02	-
Inercia	Inercia sistémica mínima	16.67	GVAs
Reservas	Aportes por tecnología	Varios	-
Rampas	IAMRA	0 - 1	-
	ICF	0 - 1	-

Algunas conclusiones puntuales sobre cada indicador son las siguientes:

- El NFI Global calculado para el SEN alcanza un valor de 0.45, lo que indica un margen razonable de flexibilidad sistemática para cubrir rampas netas máximas. Sin embargo, el análisis por planta muestra un rango de 26% a 64% en el NFI por unidad o configuración, evidenciando diferencias importantes en la capacidad de respuesta flexible según tecnología y ubicación. Estas variaciones reflejan la heterogeneidad del parque generador chileno, donde unidades hidroeléctricas y ciclos combinados suelen mostrar mejor desempeño que unidades más rígidas o renovables sin respaldo. Además, el indicador de Necesidad de Capacidad Flexible (según la metodología adaptada de CAISO) se estimó en 6,033 MW, un valor significativo que sugiere que el sistema requerirá asegurar recursos capaces de gestionar esta magnitud de rampas para mantener su confiabilidad frente al crecimiento de energías renovables variables.
- El análisis del índice ESCR para diferentes subestaciones del sistema arrojó valores que oscilan entre 1.6 y 14.02. Los nodos con valores bajos, cercanos a 1.5, se encuentran principalmente en zonas del norte grande con alta penetración renovable y reducida generación síncrona local. Estos resultados advierten sobre la necesidad de reforzar la fortaleza de la red mediante inversiones en compensación síncrona, tecnologías *grid-forming* o estrategias operativas que aseguren márgenes

de estabilidad de tensión suficientes para habilitar la integración segura de más ERV.

3. El indicador de inercia sistémica mínima se fijó en 16.67 GVAs, correspondiente al umbral técnico necesario para limitar el RoCoF ante contingencias severas. Si bien los escenarios actuales del SEN muestran inercia programada mayor a ese mínimo, la reducción progresiva de generación síncrona convencional proyectada para los próximos años presionará este margen de seguridad, evidenciando la importancia de planificar aportes de inercia sintética o virtual para evitar riesgos de inestabilidad.
4. El indicador de aportes por tecnología evidencia la diversidad de recursos que hoy sostienen los servicios complementarios. Si bien no se asigna un único valor numérico fijo, el análisis del informe muestra que las reservas rápidas (CPF+@10s y CPF+@5m) y las secundarias y terciarias (CSF+ y CTF+) presentan variaciones marcadas entre tecnologías. En particular, se observa una fuerte participación de hidroeléctricas y ciclos combinados, con una menor —pero creciente— contribución de BESS y unidades renovables híbridas. Este panorama sugiere la necesidad de diversificar y planificar la oferta de reservas para sostener la flexibilidad operativa en escenarios de mayor penetración ERV.
5. El IAMRA y el ICF sintetizan la frecuencia y severidad de variaciones de aporte de los atributos de las plantas para garantizar la flexibilidad de la demanda. La heterogeneidad entre plantas y tecnologías en su capacidad de respuesta subraya la relevancia de contar con recursos flexibles que mitiguen estas variaciones, optimizando el despacho y reduciendo el riesgo de desbalances críticos.

En conclusión, el análisis integral de atributos de flexibilidad en el SEN evidencia un sistema en transición, con necesidades crecientes de flexibilidad debido a la integración acelerada de ERV. Si bien en términos globales los indicadores muestran que hoy existe margen técnico para gestionar la variabilidad y la incertidumbre renovable, esta capacidad es desigual entre regiones, tecnologías y horizontes de tiempo.

VII. Metodología de remuneración y recaudación asociada a un nuevo Mercado o SSCC

1. Introducción

Este capítulo presenta propuestas de mecanismos de remuneración y recaudación para los servicios de flexibilidad, que podrían materializarse mediante la creación de un mercado específico o a través del régimen de SSCC. Se analiza su viabilidad en el contexto chileno y se plantea una estrategia de implementación gradual —en el corto, mediano y largo plazo— orientada a entregar señales económicas adecuadas y a asegurar el cumplimiento de los requerimientos de flexibilidad en el SEN.

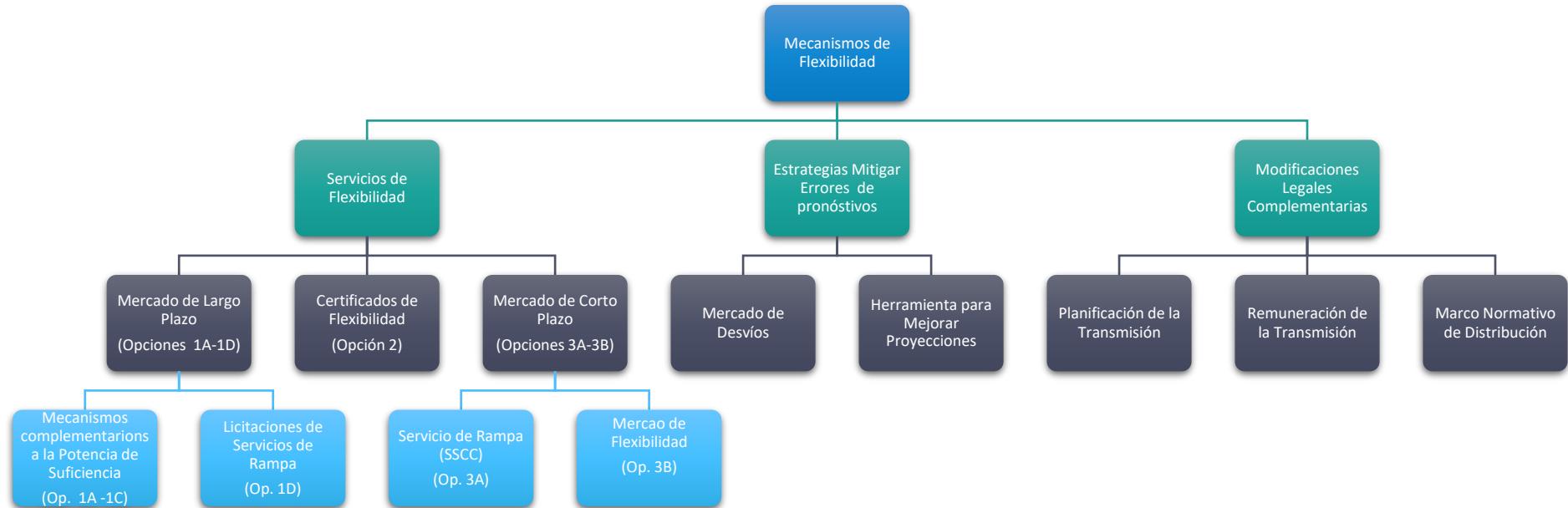
El diseño de los mecanismos se fundamenta en principios rectores de remuneración y recaudación ampliamente utilizados en el sector, entre los que destacan la eficiencia económica en la asignación de recursos, transparencia en los procesos, promoción de la competencia, neutralidad tecnológica, a fin de entrega de señales consistentes de corto y largo plazo que favorezcan la inversión y la participación de nuevos actores.

Las propuestas se estructuran en tres ámbitos principales:

- **Servicios de flexibilidad:** consideran tres alternativas de mercados de largo plazo, un mercado de certificados de flexibilidad y dos mecanismos de corto plazo.
- **Gestión de errores de pronóstico:** contempla la implementación de un mercado de desvíos y la asignación directa de los costos de herramientas de pronóstico a los generadores responsables.
- **Modificaciones legales complementarias:** incorpora ajustes a la planificación de la transmisión para integrar soluciones flexibles, clarificar roles institucionales y habilitar pilotos mediante un sandbox regulatorio. En distribución, se plantea la modernización del marco tarifario y regulatorio, junto con la digitalización de redes y la habilitación de una participación activa de la demanda y nuevos agentes.

Finalmente, se propone una hoja de ruta de implementación que avanza desde medidas habilitantes y pilotos en el corto plazo, hacia la consolidación de mercados y ajustes normativos en el mediano plazo, culminando en la conformación de un mercado integral de energía y flexibilidad en el largo plazo. La Figura 88 sintetiza los mecanismos propuestos.

Figura 88. Mecanismos de flexibilidad propuestos

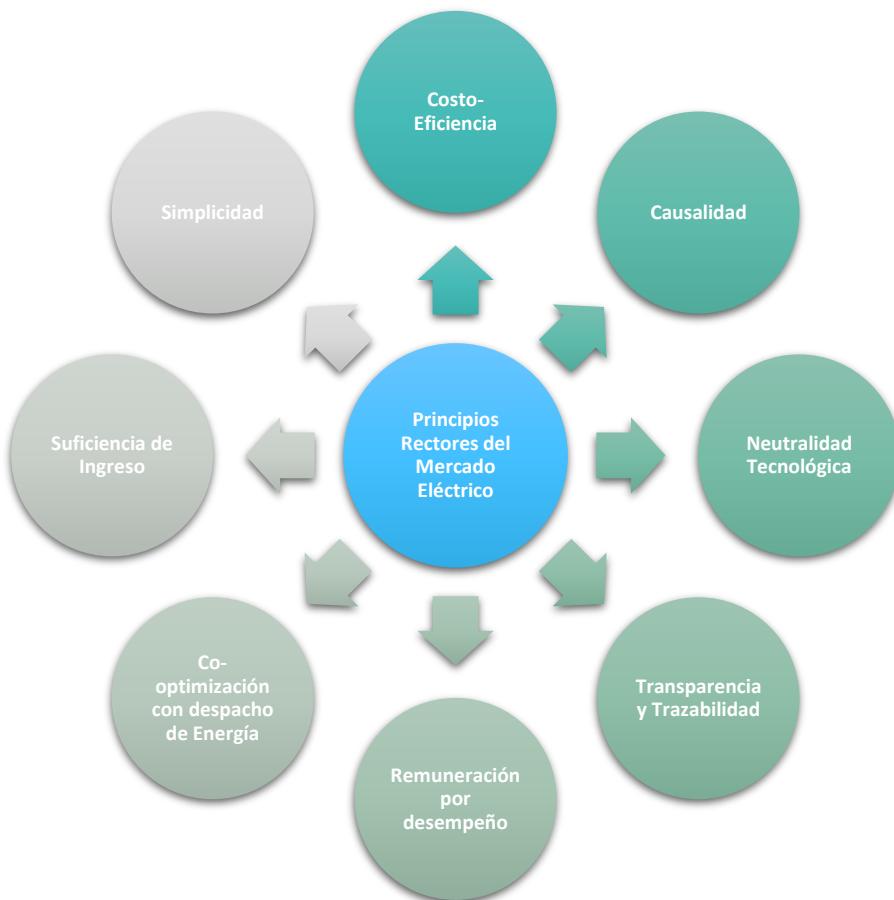


Fuente: Elaboración GME

2. Principios Rectores en el Mercado Eléctrico

La remuneración y recaudación de los servicios de flexibilidad deben regirse por principios rectores que aseguren eficiencia, transparencia y equidad en su diseño. Estos incluyen la internalización de costos, la neutralidad tecnológica, la remuneración por desempeño, la cooptimización con el mercado de energía y la entrega de señales temporales y locacionales adecuadas. A su vez, se requiere garantizar suficiencia de ingresos, estabilidad regulatoria y simplicidad en la aplicación, equilibrando rigor técnico con aceptabilidad social. En conjunto, estos principios buscan promover una operación eficiente en el corto plazo y una inversión sostenible en el largo plazo. Dichos principios rectores se ilustrados en la siguiente figura y detallados a continuación.

Figura 89. Principios rectores remuneración y recaudación



Fuente: Elaboración GME

- **Costo y eficiencia económica:** Se refiere a que las tarifas deben reflejar –en la medida de lo posible– el costo marginal u oportuno de proveer cada servicio, enviando señales adecuadas para la operación diaria y para la inversión de largo plazo.
- **Principio de causalidad del costo:** De acuerdo con el principio de causalidad del costo, o también denominado en inglés como “cost-causer pays”, los costos se asignan a quienes los originan o se benefician de ellos, evitando traslados

injustificados entre agentes o zonas.

- **Neutralidad tecnológica y no discriminación:** Los mecanismos de remuneración deben permitir que cualquier recurso técnicamente apto (generadores convencionales, renovables, almacenamiento o respuesta de demanda) compita en igualdad de condiciones.
- **Transparencia y trazabilidad:** Se requieren metodologías y datos públicos, auditables y estables, para fortalecer la confianza de los agentes y de la autoridad.
- **Remuneración por desempeño:** Se refiere a que en los SSCC cuya calidad depende de la respuesta efectiva (p.ej. regulación de frecuencia) debe pagarse según el servicio realmente entregado.
- **Cooptimización con el mercado de energía:** Los precios de los SSCC deberían surgir de una solución simultánea que internalice las sustituciones entre energía y reservas, minimice el costo total del despacho y evite señales contradictorias.
- **Suficiencia de ingresos y sostenibilidad financiera:** Las estructuras tarifarias deben garantizar que los recursos que cumplen los criterios de eficiencia y desempeño puedan recuperar, en condiciones razonables, sus costos eficientes y una rentabilidad normal, evitando subsidios cruzados que deterioren la señal de largo plazo.
- **Estabilidad regulatoria y adaptabilidad:** Un marco estable (reglas claras, horizontes adecuados para los contratos y vías de transición) reduce el riesgo regulatorio, mientras que la inclusión periódica de revisiones permite incorporar nuevas necesidades de flexibilidad, tecnologías y datos.
- **Señales temporales y locacionales:** Tarifas diferenciadas por momento (p. ej. precios horarios o granularidad intra-horaria) y por ubicación (p. ej. nodales o zonales) mejoran la asignación eficiente de los SSCC, sobre todo en sistemas con alta penetración renovable y restricciones de red.
- **Simplicidad y aceptabilidad social:** Finalmente, la complejidad técnica debe equilibrarse con la claridad para los agentes y la sociedad: los cargos tienen que ser comprensibles, prever impactos distributivos y mantener estabilidad en las facturas para fomentar su aceptación.

3. Propuestas de Servicios de Flexibilidad

La creciente participación de ERV en el SEN ha incrementado los requerimientos de flexibilidad operativa, condición indispensable para mantener la seguridad y confiabilidad del suministro. Sin embargo, la normativa vigente solo reconoce los atributos de suficiencia y adecuación, sin incorporar explícitamente la flexibilidad, lo que genera vacíos respecto de su provisión y remuneración.

En este contexto, se analizan distintas alternativas regulatorias y de mercado que permiten habilitar y valorizar la flexibilidad, utilizando en primera instancia las herramientas existentes y evaluando mecanismos más avanzados de acuerdo con la experiencia acumulada. En conjunto, estas alternativas deben entenderse como mecanismos transitorios que buscan aproximar el diseño actual de SSCC a la lógica de un Mercado de Ofertas, donde la competencia, la transparencia y la gestión eficiente de riesgos operativos sean los principios rectores.

3.1. Opción 1: Mercado de Largo Plazo

Se propone crear un mercado de largo plazo para reconocer e incentivar inversiones que provean flexibilidad al sistema. Estos mercados de largo plazo podrían ser implementados conjuntamente con el mecanismo de potencia de suficiencia (correspondientes a las opciones 1A, 1B y 1C o bien mediante procesos de licitación (opción 1D). En todas estas opciones se sugiere traspasar estos cobros directamente a la demanda a través de un cargo único por flexibilidad.

Los análisis de este estudio muestran que no existe una necesidad inmediata de establecer mecanismos de largo plazo para incentivar inversiones en activos de flexibilidad asociados a rampas. Esto permite diseñar e implementar medidas con mayor madurez y discusión, evitando exponer al sistema a períodos de estrés innecesarios si se actuara recién frente a una eventual escasez. Se recomienda que los costos asociados se traspasen directamente a la demanda mediante un cargo único por flexibilidad.

3.1.1. Opción 1A

Se propone implementar un mercado similar al de potencia de suficiencia. Para ello, se define una tecnología de referencia para proveer capacidad de rampa —por ejemplo, un sistema BESS de 2 a 3 horas de regulación—.

Dado que las BESS también reciben reconocimiento por potencia de suficiencia, se ajustará la remuneración descontando dicho valor al precio de inversión, de modo de evitar dobles pagos y reconocer solo la diferencia.

La cantidad por repartir entre las tecnologías que aporten flexibilidad se determinará en función de la rampa máxima, calculada como el promedio de las 52 rampas horarias más exigentes proyectadas en el año. El aporte de cada central se evaluará ex ante mediante simulaciones que, utilizando el indicador IAMRA, estimarán su participación en dichas rampas para un horizonte de cuatro años, considerando supuestos de crecimiento de la demanda y entrada de nueva generación, entre otros factores. El cálculo del índice IAMRA se explica en la sección 5.6.1 del Capítulo VI.

En síntesis, esta opción emplea una métrica de corto plazo como herramienta de largo plazo, entregando señales sobre los requerimientos de rampa que el sistema enfrentará en el corto y mediano plazo.

3.1.2. Opción 1B

Esta alternativa utiliza el mismo mecanismo planteado en la Opción 1A, pero aplicando el indicador IAMRA con datos reales de operación del año en estudio para definir la remuneración.

De esta forma, el pago se realiza ex post, reflejando los resultados de las decisiones operacionales. Sin embargo, este esquema no entrega señales claras para incentivar nuevas inversiones.

3.1.3. Opción 1C:

Al igual que en la Opción 1A, esta alternativa mantiene el mismo mecanismo, pero utiliza un indicador más estático basado en parámetros físicos de las tecnologías, como el ICF

propuesto o el indicador internacional NFI, para calcular la cantidad Q de cada tecnología. El cálculo de los índices NFI e ICF están en las secciones 1.1.1 y 5.6.2 del capítulo VI.

La asignación se realizaría en función del promedio de las 52 rampas horarias máximas registradas o proyectadas, de manera similar al esquema de potencia de suficiencia.

En este caso, la señal de inversión proviene de la combinación entre los elementos considerados en el indicador y las rampas de la programación esperada.

3.1.4. Opción 1D:

La creciente participación de ERV en el Sistema Eléctrico Nacional ha incrementado los requerimientos de flexibilidad operativa, condición indispensable para mantener la seguridad y confiabilidad del suministro. Sin embargo, la normativa vigente solo reconoce los atributos de suficiencia y adecuación, sin incorporar explícitamente la flexibilidad, lo que genera vacíos respecto de su provisión y remuneración.

En este contexto, se analizan distintas alternativas regulatorias y de mercado que permiten habilitar y valorizar la flexibilidad, utilizando en primera instancia las herramientas existentes y evaluando mecanismos más avanzados de acuerdo con la experiencia acumulada.

3.1.5. Implementación de las medidas de servicios de flexibilidad

a) Implementación de medidas correspondientes a las opciones 1A, 1B y 1C

Como se señaló en el capítulo 2, la flexibilidad y la confiabilidad del sistema eléctrico —a través de los atributos de suficiencia y adecuación— están estrechamente relacionadas. No obstante, esta relación no se encuentra formalmente reconocida en la normativa vigente y, según entrevistas con actores del sector, persisten ambigüedades respecto de sus límites y alcances.

El primer aspecto a resolver es determinar si las definiciones actuales de la LGSE en materia de suficiencia y transferencias de potencia son lo suficientemente amplias como para permitir que esta modificación se implemente directamente a nivel reglamentario. En particular:

- **Artículo 225:** define suficiencia como "*atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda*".
- **Artículo 149:** establece que las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones con capacidad de injectar energía serán valorizadas al precio de nudo de la potencia, conforme a la capacidad compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta.
- **Artículo 162:** dispone que se determine el tipo de unidades generadoras más económicas para cubrir la demanda máxima anual y calcular el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada, resultando en el precio básico de la potencia de punta.

De este marco se desprende que la LGSE no incorpora explícitamente el concepto de flexibilidad, ni en la definición de suficiencia ni en la metodología de cálculo de potencia o

de precios de punta.

Por ello, para implementar las opciones 1A, 1B y 1C se requeriría cambios legales ya que la LGSE no reconoce explícitamente la flexibilidad dentro de los atributos de suficiencia y adecuación (arts. 149, 162 y 225). Para habilitar las opciones 1A, 1B y 1C se recomienda:

- Modificar el artículo 225, incorporando en la definición de suficiencia la dimensión de *flexibilidad*, como atributo necesario para abastecer la demanda en condiciones de variabilidad e incertidumbre.
- Complementar el artículo 149 con un inciso que habilite expresamente a la CNE a incorporar incentivos por flexibilidad en la determinación de transferencias de potencia, en los siguientes términos:

"En todo caso, la Comisión Nacional de Energía podrá incluir un incentivo por flexibilidad en caso de que las condiciones esperadas del sistema así lo requieran, de acuerdo con la metodología que se defina en el Reglamento de Transferencias de Potencia."

Adicionalmente se deben modificar el DS 62 para reglamentar el mecanismo de reconocimiento de flexibilidad, incluyendo:

- Definición de la metodología para calcular el índice de Flexibilidad de acuerdo la metodología y al índice correspondiente a la opción seleccionada (1A, 1B o 1C)
- Incorporar la metodología de repartición de pagos por flexibilidad y su asignación a la demanda.

b) Implementación de las medidas correspondientes a la opción 1D

Respecto de la Opción 1D, se identifican dos vías de implementación:

1. A través de las licitaciones de suministro. En este caso, se requeriría ajustar las bases de licitación para incluir las características técnicas del servicio de flexibilidad. Si bien este mecanismo podría atraer nuevas inversiones que aporten flexibilidad, sus costos serían absorbidos únicamente por los clientes regulados.
2. Definiendo un servicio de rampa bajo el Reglamento de SSCC (DS N°113/2017). Esta alternativa no exige modificaciones legales, sino únicamente que la definición quede expresamente en la resolución de definiciones de servicios complementarios que dicta la CNE, esto puede ser solicitada por el Coordinador de igual forma. Los costos se socializarían entre todos los clientes del sistema, lo que la convierte en la alternativa más recomendable.

3.2. Opción 2: Certificados de Flexibilidad

Se plantea una alternativa en que la responsabilidad de proveer flexibilidad recae directamente sobre las tecnologías que inducen las rampas en la proporción que determine el Coordinador. La lógica es trasladar el principio de causalidad desde la tarifa ex post a una obligación ex ante. Cada generador que sustente contratos con generación renovable tendrá que acreditar que tiene la flexibilidad suficiente para sustentar dicho contrato a través del índice ICF. Por ejemplo, si se contrata en bloque B de 08:00–18:00 h sustentado con una planta FV debe acreditar un porcentaje mínimo de capacidad flexible proporcional a su potencia contratada.

El Coordinador, en su informe anual de SSCC, publicaría para cada bloque horario: (i) la rampa neta agregada atribuible a cada tecnología; (ii) la fracción de la demanda de flexibilidad que se asigna a esa tecnología como obligación. A modo de ejemplo numérico, si la FV explica el 60 % de la rampa ascendente máxima, los generadores solares tendrían que acreditar $0,60 \times \text{MW-Flex}$ por cada MW contratado en bloque B.

Formas de cumplimiento

- Autosuficiencia física: la planta incorpora BESS o control inercial y registra los atributos en el Registro Público. O tiene centrales eficientes como TG a gas o centrales hidráulicas de embalse que pueda acreditar a través del ICF.
- Contrato bilateral de cobertura: el generador compra certificados de flexibilidad (CFX) a terceros que dispongan de MW Flex excedentes.
- Otras tecnologías pueden participar siempre y cuando se acredite flexibilidad (coordinador podrá definir umbral necesario para acreditarse)

Otras disposiciones:

- Eólica: obligación análoga a lo largo de todo el día; la fracción de obligación se recalcula anualmente con ocasión del informe de SSCC.
- Ofertas CFX sería a través del indicador compuesto de flexibilidad multiplicada por su capacidad.

Precios:

- Los precios se darán por la transacción entre empresas generadoras, esta obviamente se verá limitada por la penalidad que habría que establecer en caso de no cumplimiento de los CFX.

Ventajas y desafíos

- Ventaja: traslada el costo al origen de la rampa y evita organizar subastas periódicas; incentiva integración solar más BESS.
- Desafío: requiere crear un mercado secundario de CFX para que la obligación sea cumplible por agentes pequeños y fijar métricas consensuadas de atribución de rampas.
- Riesgo regulatorio: podría elevar la barrera de entrada para nuevos proyectos FV, pero tomando en cuenta que actualmente es la forma más económica de proveer energía en un bloque B aporta una señal de responsabilidad ante la instalación de este tipo de proyectos.
- Estos regímenes conocidos como “*cap and trade*” han sido cuestionado por su eficiencia, ya en chile tenemos el ejemplo de los créditos ERNC que gatillaron inversiones que luego, debido a la sobreoferta por imponer límites muy bajo respecto a lo que evolucionó el mercado, llegaron a valer prácticamente cero.

3.2.1. Implementación Certificados de Flexibilidad

Para implementar el mecanismo de certificados de flexibilidad, se propone incorporar el siguiente artículo 72º-7 bis:

"Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 72º-7, los coordinados que celebren contratos de suministro respaldados en generación proveniente de fuentes renovables variables

deberán acreditar capacidad de flexibilidad suficiente para cubrir la fracción de rampa neta que dichas tecnologías induzcan en el Sistema Eléctrico Nacional, en los términos que determine el Coordinador en su Informe Anual de Servicios Complementarios.

Para estos efectos, el Coordinador publicará anualmente:

- a) *La rampa neta agregada por bloque horario y por tecnología;*
- b) *La fracción de la obligación de flexibilidad asignada a cada tecnología, en proporción a su contribución a la rampa máxima proyectada;*
- c) *Los criterios de verificación y metodologías aplicables, incluyendo el uso de indicadores de flexibilidad aprobados por la Comisión.*

El cumplimiento de esta obligación podrá acreditarse mediante:

- a) *Autosuficiencia física, a través de instalaciones propias con atributos de flexibilidad debidamente verificados y registrados, que garanticen los requerimientos de rampa definidos por el Coordinador;*
- b) *Contratos bilaterales de cobertura, mediante la adquisición de Certificados de Flexibilidad (CFX) emitidos por terceros que dispongan de excedentes verificados;*
- c) *Otros mecanismos que, en conformidad con las normas técnicas vigentes, apruebe la Comisión mediante resolución fundada.*

El incumplimiento de estas obligaciones será sancionado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, conforme a lo dispuesto en esta Ley y su reglamentación.”

Conjuntamente se deben elaborar el reglamento correspondiente para habilitar su implementación.

3.3. Opción 3: Mercado de Corto Plazo

Esta alternativa busca incorporar la flexibilidad a través del mercado de corto plazo, ya sea mediante:

- Subastas competitivas específicas para adjudicar reservas de rampa, o
- El mercado spot de energía, ajustando el cálculo de los costos marginales.

El objetivo es generar competencia en horizontes más cercanos al tiempo real, de modo que, además de cubrir las necesidades operativas, se entreguen señales de inversión eficientes.

En el esquema actual, el Coordinador optimiza la operación en un programa diario con resolución horaria, dimensionando las necesidades de reserva en el despacho del día anterior. Idealmente, estas necesidades debieran recalcularse en horizontes más cortos, incluso intradiarios, permitiendo ajustar las reservas a pronósticos más precisos sin alterar la lógica de cálculo.

Para dimensionar las reservas, se utilizarían perfiles previstos de demanda neta y percentiles de riesgo diferenciados —por ejemplo, 97 % para rampas ascendentes y 75 % para descendentes—, evitando sobrecostos de simetría y asegurando que solo se reserve la capacidad estrictamente necesaria.

La metodología para el dimensionamiento está descrita en el Anexo 2 para el dimensionamiento de reservas de control secundario (CSF) y terciario (CTF), identificando

brechas derivadas de la creciente variabilidad solar y eólica. A partir de este diagnóstico se examinan los hallazgos del análisis de SSCC —en particular, el cumplimiento normativo de frecuencia y la dependencia de la generación hidroeléctrica—, los cuales evidencian la necesidad de introducir nuevos servicios complementarios de flexibilidad, como el servicio de rampa y el de mejora de pronósticos.

3.3.1. Opción 3A (servicios complementarios):

Bajo este diseño, la flexibilidad se integraría como un nuevo servicio complementario:

- El Coordinador realizaría subastas periódicas para adjudicar el requerimiento de rampas.
- Para coexistir con los actuales servicios de control secundario y terciario de frecuencia, sería necesario redefinir los productos de reserva, incorporando explícitamente el cálculo independiente de rampas.
- Se evitaría la sobreestimación de reservas conjuntas mediante la adaptación de las metodologías probabilísticas actuales del Coordinador (convolución de funciones de probabilidad).
- Para ser consistente con la regulación actual, la remuneración sería a través de subastas, si es que el Coordinador determina que hay competencia suficiente, y a través de la resolución de precios máximos la CNE debería limitar los precios de oferta en base a un desgaste por prestar el servicio. (más la función secreta creciente que depende de la competencia), es decir, lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N°493 (diciembre 2020) y Resolución Exenta CNE N° 443 (noviembre 2020)

3.3.2. Opción 3B (Mercado de flexibilidad):

Inspirado en el *Flexible Ramping Product* del CAISO, esta alternativa propone internalizar la flexibilidad directamente en el mercado *spot* de energía:

- La restricción de rampas se incluye endógenamente en el algoritmo de despacho.
- El precio sombra o dual asociado a esta restricción corresponde al precio horario de flexibilidad.
- Este precio afecta el orden de mérito, desplazando unidades en condiciones de escasez y reflejando los costos de flexibilidad dentro del costo marginal del sistema, con diferenciación nodal cuando corresponda.
- Si se incorpora un mercado de flexibilidad estilo CAISO la remuneración iría por el lado de los balances de energía que debe hacer el Coordinador mensualmente. En el mercado del CAISO, el *Flexible Ramping Product* (FRP) remunera a los recursos que mantienen capacidad de rampa disponible —tanto ascendente como descendente— para cubrir variaciones de la demanda neta y la incertidumbre asociada a la generación renovable. La compensación se determina a través del precio sombra del requerimiento de rampa flexible cuando éste es vinculante

(*shadow price*¹¹⁰): los agentes reciben pagos por la capacidad reservada, mientras que, si la reserva es efectivamente utilizada, el despacho adicional se liquida al precio de la energía en tiempo real. De este modo, los ingresos por FRP reflejan el costo de oportunidad de mantener flexibilidad disponible, garantizando que los recursos dispongan de incentivos económicos para sostener rampas que respalden la operación segura y eficiente del sistema.

- La asignación de los pagos se puede hacer en los balances de energía a los generadores con contratos a prorrata de sus retiros. Esto seguiría la misma lógica de la regulación actual y la del CAISO.

3.3.3. Implementación mercados de corto plazo

A continuación, se describe la estrategia y etapas de implementación propuestas para los mercados de corto plazo

Nivel legal:

No se requieren modificaciones a la LGSE, dado que el artículo 72º-7 ya faculta al Coordinador y a la CNE para definir servicios complementarios y los mecanismos necesarios para su operación.

Nivel reglamentario:

- Para la Opción 3A, basta con ajustar el Reglamento de Servicios Complementarios (DS N°113/2017), incorporando explícitamente el servicio de rampa como un producto diferenciado de las reservas existentes.
- Para la Opción 3B, podría ser necesario modificar el Reglamento de Coordinación y Operación (DS N°125/2017), con el fin de habilitar la inclusión de restricciones de rampas en el despacho económico y asegurar la correcta valorización en el mercado *spot*.

Nivel técnico:

- La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC) deberá establecer los parámetros técnicos del servicio de rampa, sus condiciones de habilitación y los criterios de adjudicación en subastas.
- La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) deberá fijar los estándares de desempeño, verificación y disponibilidad asociados a la prestación de rampas, asegurando su confiabilidad operativa.

Fases de implementación:

- Corto plazo (0-12 meses): Definir metodologías y rediseñar los procesos de cálculo de reservas para incluir explícitamente el requerimiento de rampas.
- Mediano plazo (12-24 meses): Desarrollar e implementar subastas piloto de

¹¹⁰ El *Flexible Ramp Down/Up Price* Representa el precio sombra o *Shadow Price* representa el costo de la restricción asociada a la reserva, se recomienda revisar el documento: <https://www.caiso.com/Documents/Aug15-2022-TariffAmendment-FlexibleRampingProductRefinements-ER22-2661.pdf>

rampas bajo el marco de los servicios complementarios (Opción 3A).

- Largo plazo (24–36 meses): Integrar de manera endógena la restricción de rampas en el despacho económico, habilitar la determinación del precio horario de flexibilidad y su publicación en el mercado (Opción 3B).

La incorporación de un mercado de corto plazo para la flexibilidad representa una herramienta eficaz para enfrentar los desafíos operativos derivados de la creciente penetración de energías renovables variables. Tanto la Opción 3A (servicio complementario de rampas) como la Opción 3B (mercado de flexibilidad en el despacho) son viables dentro del marco normativo vigente, requiriendo únicamente ajustes reglamentarios y técnicos.

La Opción 3A ofrece una implementación más rápida y de menor complejidad, al aprovechar los mecanismos ya existentes de servicios complementarios. En cambio, la Opción 3B genera señales de precio más sólidas y consistentes, aunque demanda una evolución institucional y operativa de mayor alcance.

En este contexto, se propone avanzar inicialmente con la Opción 1A, utilizando las herramientas normativas y metodológicas actualmente disponibles, lo que permite implementar el mecanismo sin modificaciones legales inmediatas. Esta alternativa entrega señales tempranas de inversión y genera un proceso de aprendizaje regulatorio y operativo sobre la incorporación de la flexibilidad.

Posteriormente, y conforme a los resultados obtenidos, se plantea evolucionar hacia la Opción 1B, en la que la remuneración se base en datos reales de operación. Este tránsito permitirá ajustar gradualmente el diseño, aumentar la eficiencia en la asignación de recursos y alinear las señales de mercado con el comportamiento efectivo de la operación, reduciendo riesgos de sobre o subestimación de requerimientos.

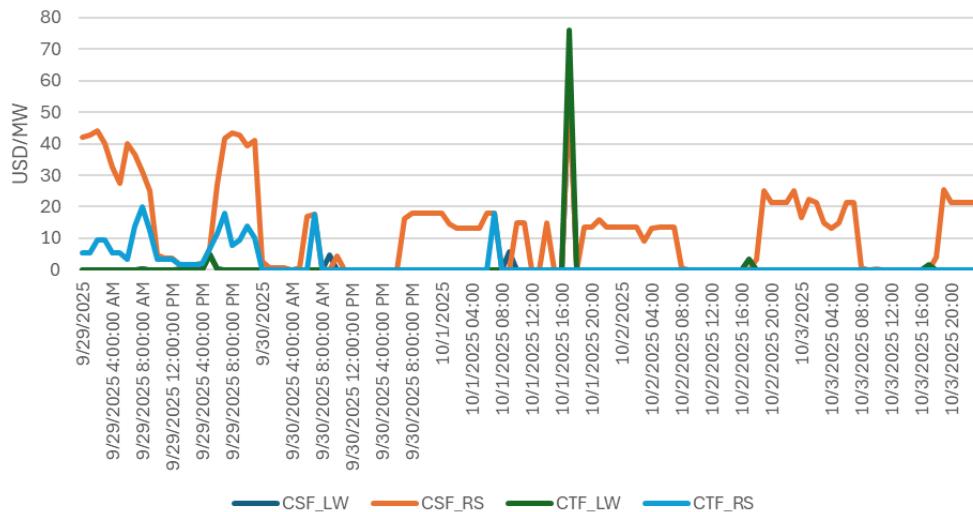
3.3.1. Recomendaciones de la revisión de las señales económicas

Actualmente la señal de precios en los servicios complementarios de frecuencia se encuentra limitada por la resolución de precios máximos. Dicha resolución limita las ofertas económicas en un desgaste más una función secreta que es positiva y creciente en base a la cantidad de competencia. También esta resolución cubre todos los riesgos de exposición al mercado de corto plazo, tanto sobrecostos operacionales como costos de oportunidad.

La Figura siguiente presenta la evolución del precio sombra de los servicios complementarios (CSF y CTF) entre el 29-09-2025 y el 03-10-2025 (Programación en PLEXOS del día 29 de septiembre¹¹¹). Desde el punto de vista económico, estos precios sombra constituyen una señal de sobrecosto en la función objetivo del despacho, reflejando cuánto incrementa el costo total de operación al reservar capacidad para recursos que no son efectivamente utilizados en el despacho económico.

¹¹¹ Base de datos PLEXOS Consultada correspondiente a la programación del día 29 de septiembre de 2025: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/09/PLEXOS20250929.zip>

Figura 90. Precios sombra de los requerimientos de SSCC 29-09-2025



Fuente: Elaboración GME

De acuerdo con la Minuta GM-DPRO N°02-2025¹¹², la modelación de estos servicios se integra en una función objetivo de co-optimización de energía y reservas, que internaliza costos de disponibilidad y activación. La metodología contempla distintos esquemas de provisión: subastas competitivas, subastas desiertas o parcialmente desiertas, e instrucción directa. En cada caso, se definen fórmulas específicas para representar costos unitarios eficientes (incluyendo costos variables, de oportunidad y factores de activación), lo que permite que la asignación de reservas minimice el costo total del sistema y asegure una operación económica.

4. Propuestas de estrategias para mitigar los errores de pronósticos

Se proponen dos alternativas para abordar los errores de proyección. El primero relacionado con establecer un mercado de desvíos y el segundo con asignar los costos necesarios para mejorar sistémicamente la calidad de los pronósticos.

Es necesario tener en consideración que estas modificaciones no sólo buscan mejorar la gestión operativa en el corto plazo, sino que reflejan las características que podrían darse en un Mercado de Ofertas, en el sentido de que la responsabilidad sobre los desvíos debe recaer en los agentes que los generan, lo que permite alinear incentivos, entregar señales económicas consistentes y habilitar la participación eficiente de nuevas tecnologías de flexibilidad.

4.1. Opción 1: Mercado de desvíos.

Para cada punto de medición se conformarán los vectores de control y de referencia correspondientes a cada uno de los días del mes de cálculo. Los mismos serán ordenados

¹¹²Fuente:https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/02/Minuta_GM-DPRO_Nro02-2025_Modelacion_y_Asignacion_de_SSCC_CF-ISSCC2025.pdf

cronológicamente y se calculará el vector de desvíos de acuerdo con lo siguiente:

Figura 91: Cálculo del Vector de Desvíos

kW _{Rd1h0} Día 1 Hora 0	kW _{Rd1h1} Día 1 Hora 1	kW _{Rd1h2} Día 1 Hora 2	kW _{Rd1h3} Día 1 Hora 3	kW _{Rd..h.} Día .. Hora ..	kW _{Rdh20} Día n Hora 20	kW _{Rdh21} Día n Hora 21	kW _{Rdh22} Día n Hora 22	kW _{Rdh23} Día n Hora 23	Vector de Referencia
kW _{Cd1h0} Día 1 Hora 0	kW _{Cd1h1} Día 1 Hora 1	kW _{Cd1h2} Día 1 Hora 2	kW _{Cd1h3} Día 1 Hora 3	kW _{Cd..h.} Día .. Hora ..	kW _{Cdh20} Día n Hora 20	kW _{Cdh21} Día n Hora 21	kW _{Cdh22} Día n Hora 22	kW _{Cdh23} Día n Hora 23	Vector de Control
DES _{d1h0} =ABS(kW _{Cd1h0} - kW _{Rd1h0}) Día 1 Hora 0	DES _{d1h1} =ABS(kW _{Cd1h1} - kW _{Rd1h1}) Día 1 Hora 1	DES _{d1h2} =ABS(kW _{Cd1h2} - kW _{Rd1h2}) Día 1 Hora 2	DES _{d1h3} =ABS(kW _{Cd1h3} - kW _{Rd1h3}) Día 1 Hora 3	DES _{d..h.} =ABS(kW _{Cd..h.} - kW _{Rd..h.}) Día .. Hora ..	DES _{dnh20} =ABS(kW _{Cdh20} - kW _{Rdh20}) Día n Hora 20	DES _{dnh21} =ABS(kW _{Cdh21} - kW _{Rdh21}) Día n Hora 21	DES _{dnh22} =ABS(kW _{Cdh22} - kW _{Rdh22}) Día n Hora 22	DES _{dnh23} =ABS(kW _{Cdh23} - kW _{Rdh23}) Día n Hora 23	Vector de Desvíos

Para cada punto de medición se calculará el desvío total de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DES_{PM-A} = \sum_{y=1}^n \sum_{x=0}^{23} DES_{dyhx-PM-A} \quad (1)$$

Donde:

DES_{PM-A} : Desvío total correspondiente al punto de medición PM del agente A

y: Días del mes

x: Horas del día

$DES_{dyhx-PM-A}$: Desvío correspondiente al punto de medición PM del agente A para la hora x del día y.

Como referencia se utilizó desvíos horarios, pero estos pueden ser cada 15 minutos. También se calcula como un error simple a través del valor absoluto de la diferencia entre la predicción entregada y lo real, pero esta también puede ser considerada como un error cuadrático, de esta manera tiene mayor peso los desvíos más grandes.

Se propone que el Coordinador revise con cierta periodicidad, por ejemplo, una vez al mes, los costos totales de servicios complementarios y establezca un pago que será asignado directamente a los generadores a prorrata de sus desvíos. El resto de los costos seguirán siendo asignados a los generadores a prorrata de sus retiros. La proporción que deberán pagar los generadores directamente tendrá relación con el concepto de causalidad como, por ejemplo, sobrecostos por activación de servicios y parte atribuible a la asignación de reservas.

Una forma de traspasar los costos podría ser a través de un factor de causalidad que

tendría que estimar el Coordinador como α (alfa) con datos reales de operación que se puede ir ajustando anual o mensualmente.

4.2. Opción 2: reparto de costos de herramientas de pronósticos

El Coordinador mantendría la responsabilidad exclusiva de planificar, adquirir y operar la infraestructura necesaria para elevar la calidad de los pronósticos. Toda inversión de esta naturaleza se registraría como “Proyecto de Mejora de Pronóstico” (PMP) y, una vez puesta en servicio, su costo anualizado se asignaría únicamente a los generadores renovables variables que se benefician del servicio.

Para cada PMP el Coordinador publica el valor total a recuperar y un factor de reparto proporcional a la energía inyectada por cada parque FV o eólico durante el año móvil.

En la práctica, la fórmula del cargo horario sería como algo así:

$$Cargo_g = \frac{APMP}{12 \sum_r E_{r,mes}} E_{g,mes}$$

$E_{g,mes}$

Es la energía bruta inyectada por la unidad renovable g en el año. La sumatoria por su lado representaría a todos los generadores de la zona.

$APMP$

Anualidad de los costos total de los Proyecto de Mejora de Pronóstico del sistema o zona, esta se mensualiza al dividir por 12.

Este procedimiento se debe realizar para cada zona por separado y en el caso que el costo fuera para todas las centrales también se debe hacer por separado. La facturación se integraría como una columna adicional en la planilla de Transferencias Económicas, de modo que la recuperación sea transparente y socializada únicamente entre los agentes que obtienen la mejora.

A la fecha, el coordinador ha iniciado la publicación de informes mensuales más detallados¹¹³ los cuales contienen el indicador MAPE¹¹⁴ para las centrales renovables, el cual representa el error porcentual medios por desvío de pronósticos, que puede servir como antecedente para la contabilización del nivel de error de pronóstico de los agentes. La siguiente Figura muestra el MAPE publicado para las centrales solar y eólicas en agosto 2025.

¹¹³ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/informe-mensual/2025-informe-mensual/>

¹¹⁴ MAPE: Mean Absolute Percentage Error

Figura 92: Cálculo del indicador MAPE para Agosto-2025¹¹⁵ - Coordinador

Índice	Nombre de la central	MAPE
1	PFV DE LOS ANDES	15%
2	PFV DOÑA ANTONIA	10%
3	PFV TAMANGO	9%
4	PFV DEL DESIERTO	9%
5	PFV AZABACHE	9%
6	PFV ANDES SOLAR	9%
7	PFV SANTIAGO SOLAR	8%
8	PFV JAMA	8%
9	PFV GRAN TENO	8%
10	PFV WILLKA	8%
11	PFV GRANJA SOLAR	7%
12	PFV LOS LOROS	7%
13	PFV SOL DEL NORTE	6%
14	PFV USYA	6%
15	PFV ELENA	5%
16	PFV SOL DE LOS ANDES	5%
17	PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	5%
18	PFV MANZANO	5%
19	PFV POZO ALMONTE SOLAR III	5%
20	PFV NUEVO QUILLAGUA	4%
21	PFV LUZ DEL NORTE	4%

Índice	Nombre de la central	MAPE
22	PFV LA HUAYCA II	4%
23	PFV LALACKAMA II	4%
24	PFV DOÑA CARMEN SOLAR	4%
25	PFV LALACKAMA	4%
26	PFV URIBE SOLAR	3%
27	PFV SOL DE LILA	3%
28	PFV MESETA DE LOS ANDES	3%
29	PFV LLANO DE LLAMPOS	3%
30	PFV SANTA ISABEL	3%
31	PFV RIO ESCONDIDO	3%
32	PFV SAN PEDRO	3%
33	PFV CAMPOS DEL SOL	3%
34	PFV SOL DEL DESIERTO	3%
35	PFV VALLE ESCONDIDO	3%
36	PFV QUILAPILUN	3%
37	PFV BOLERO	2%
38	PFV PAMPA TIGRE	2%
39	PFV POZO ALMONTE SOLAR II	2%
40	PFV DOMEYKO	2%
41	PFV CONEJO SOLAR	2%
42	PFV CARRERA PINTO	2%

Índice	Nombre de la central	MAPE
18	PE UCUQUER II ¹⁰	-
19	PE LA FLOR ¹¹	-
20	PE SARCO	27%
21	PE CUEL	23%
22	PE AURORA	20%
23	PE HORIZONTE NORTE	17%
24	PE CAMPO LINDO	16%
25	PE LA ESTRELLA	15%
26	PE SAN PEDRO	14%
27	PE KALLPA	14%
28	PE SAN PEDRO II	13%
29	PE EL ARRAYAN	13%
30	PE SAN JUAN	13%
31	PE CALAMA	11%
32	PE CARDONAL	11%
33	PE LLANOS DEL VIENTO	11%
34	PE PUNTA SIERRA	11%

Índice	Nombre de la central	MAPE
35	PE TALINAY PONIENTE	8%
36	PE ALENA	8%
37	PE LOMAS DE DUQUECO	8%
38	PE TCHAMMA	8%
39	PE CABO LEONES II	8%
40	PE VALLE DE LOS VIENTOS	8%
41	PE TOLPAN SUR	7%
42	PE CANELA II	7%
43	PE MALLECO SUR	7%
44	PE CANELA	7%
45	PE MALLECO NORTE	6%
46	PE NEGRENTE	6%
47	PE LOS BUENOS AIRES	6%
48	PE RENAIKO II	5%
49	PE SAN GABRIEL	5%
50	PE RENAIKO I	4%
51	PE PUNTA COLORADA	2%

En el caso de las centrales solares hay una dispersión entre 1% y 15% en su pronóstico, mientras que las centrales eólicas presentan una dispersión más alta entre el 2% y el 27%.

4.2.1. Implementación de las medidas para mitigar errores

A nuestro juicio, la implementación de las medidas propuestas para mitigar los errores de pronóstico requiere modificaciones legales acotadas.

a) Mercado de desvíos

En el caso del mercado de desvíos, la legislación vigente (artículo 72º-8 de la LGSE) establece que los costos de los servicios complementarios se asignan a la demanda o, en algunos casos, a los generadores en función de sus retiros. Sin embargo, no contempla un mecanismo que permita imputar directamente dichos costos a los agentes responsables de los desvíos, lo que limita la aplicación del principio de causalidad.

Para habilitar este mercado, sería necesario modificar el artículo 72º-8, incorporando un inciso que permita:

¹¹⁵ https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/09/Informe_Mensual_202508.zip

- Asignar directamente a los agentes responsables los costos adicionales derivados de desvíos en la generación o en el consumo.
- Otorgar al Coordinador la facultad de definir, mediante procedimientos técnicos aprobados por la CNE, los factores de causalidad que determinen la proporción de los costos atribuibles a cada agente.
- Establecer que estos costos sean liquidados en el marco de las Transferencias Económicas, junto con el resto de los pagos por servicios complementarios.

Propuesta de nuevo inciso para el artículo 72º-8:

"Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá establecer que los costos incurridos en la operación del sistema, derivados de desvíos entre la programación y la operación real de generación o consumo, sean asignados directamente a los agentes responsables de dichos desvíos, en proporción a su contribución, conforme a la metodología que defina el Coordinador y apruebe la Comisión. Dichos montos se liquidarán a través de las Transferencias Económicas, evitando en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura."

El análisis matemático de la determinación de la reserva conjunta (CSF + CTF) desarrollado en el Anexo 2, determinó que los desvíos de generación y demanda participan en esta determinación, por tanto, se sugiere que el Coordinador realice un estudio específico para determinar cuál es el impacto de los desvíos en el dimensionamiento de las reservas y en los costos sistémicos.

b) Costos de herramientas de pronóstico

De forma análoga, en el caso del reparto de los costos asociados a herramientas de pronóstico, En la actualidad, el artículo 212º-13 de la LGSE establece que el presupuesto del Coordinador debe ser financiado en su totalidad por los usuarios finales, sin distinguir si determinados gastos son atribuibles a un grupo específico de agentes. Este diseño impide que costos claramente vinculados a la mejora de pronósticos para la generación renovable variable puedan ser cubiertos directamente por quienes los originan y se benefician de ellos.

Para habilitar la propuesta de reparto de costos de herramientas de pronóstico, se requiere modificar la redacción de dicho artículo, permitiendo que, en casos específicos, determinados costos puedan ser imputados directamente a los agentes responsables. En particular, se propone:

- Identificar proyectos del Coordinador destinados a la mejora de la calidad de los pronósticos (PMP).
- Asignar sus costos anualizados a los generadores renovables variables beneficiados, en proporción a su energía inyectada u otro criterio técnico definido por la Comisión.
- Mantener la transparencia en la liquidación, diferenciando estos cargos del presupuesto general del Coordinador a través de la planilla de Transferencias Económicas.

Propuesta de nuevo inciso al artículo 212º-13:

"Sin perjuicio de lo dispuesto en los incisos anteriores, los costos asociados a proyectos de mejora de pronósticos o a herramientas destinadas a la gestión de la variabilidad de la generación renovable podrán ser asignados directamente a los generadores renovables variables beneficiados, en proporción a su energía inyectada u otro criterio técnico definido por la Comisión mediante resolución fundada. Dichos costos serán liquidados a través de las Transferencias Económicas, diferenciándose del cargo general por servicio público establecido para financiar el presupuesto del Coordinador."

La implementación de la medida para mitigar los errores de pronóstico se podría estructurar en dos etapas. En primer lugar, se propone utilizar el indicador MAPE (ya publicado por el Coordinador), que refleja el porcentaje de desviación de cada central renovable respecto a su pronóstico. La metodología consistiría en definir una ventana temporal (por ejemplo, un año) y ejecutar un modelo PLEXOS en dos escenarios:

- Escenario base, con los pronósticos originales de las centrales renovables.
- Escenario mejorado, con pronósticos mejorado con la herramienta de pronóstico.

La diferencia entre ambos casos permitiría cuantificar el ahorro sistémico atribuible a la mejora de pronósticos. En la segunda etapa, dicho valor se reasignaría entre los generadores renovables beneficiarios mediante un esquema prorrata basado en el MAPE de cada planta. De este modo, las centrales con mayor desviación relativa aportarían una proporción mayor de los costos de la herramienta de pronóstico, mientras que aquellas con menor MAPE enfrentarían un cargo reducido.

Este esquema asegura que el costo de la herramienta de pronóstico se distribuya de forma transparente, proporcional al impacto real de cada agente en los desvíos del sistema, incentivando al mismo tiempo la mejora continua en la calidad de sus pronósticos individuales.

5. Propuestas de modificaciones a la Regulación Vigente

5.1. Marco Normativo de la planificación del sistema de transmisión

5.1.1. Proceso de planificación de la transmisión de electricidad

Los sistemas de transmisión constituyen un servicio público eléctrico, cuya finalidad es transportar la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo mediante las instalaciones de transmisión nacionales, zonales y para polos de desarrollo de generación. Este servicio debe garantizar un acceso abierto y no discriminatorio a todos los agentes, asegurando la operación segura y económicamente eficiente del sistema, y habilitando la integración oportuna de la oferta y la demanda.

En este contexto, la planificación de la transmisión es crítica, al definir periódicamente las expansiones y obras nuevas requeridas para mantener la suficiencia, confiabilidad y eficiencia del sistema. Su objetivo es anticipar las necesidades futuras de la red en un horizonte de veinte años, incorporando criterios de seguridad, eficiencia económica, sustentabilidad ambiental y redundancia, de modo de permitir la integración de nuevos proyectos de generación renovable y el abastecimiento seguro de la demanda. Así, la planificación asegura que la finalidad del sistema de transmisión se cumpla de manera coherente con los objetivos de la política energética y la transición hacia una matriz

descarbonizada.

Para cumplir esta función, el marco normativo establecido en la LGSE define un procedimiento sistemático para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión, con el objetivo de garantizar seguridad de suministro, eficiencia económica y desarrollo competitivo del sector eléctrico.

En primer lugar, el Ministerio de Energía debe elaborar cada cinco años una Planificación Energética de Largo Plazo, con un horizonte de treinta años (artículo 83). Este instrumento constituye una referencia estratégica que incluye proyecciones de oferta y demanda, localización de polos de desarrollo de generación, posibles intercambios internacionales de electricidad, así como criterios de política energética y medioambiental.

Con base en lo anterior, corresponde a la CNE realizar anualmente la planificación de la transmisión, considerando un horizonte de veinte años (artículo 84). Este proceso debe identificar las expansiones y nuevas obras necesarias en los sistemas de transmisión nacional y zonal, de manera que resulten económicamente eficientes, promuevan la competencia y minimicen riesgos de abastecimiento frente a contingencias tales como sequías, atrasos de infraestructura o restricciones de combustible. La ley además obliga a incluir holguras de capacidad y redundancias en el sistema, conforme a criterios de seguridad y eficiencia (artículo 85).

Concluido el proceso de evaluación, el ministro de energía fija mediante decreto exento las obras nuevas de transmisión que deberán ejecutarse y aquellas que deben someterse a estudio de franja para la definición de trazados preliminares (artículos 87 y 90). Los estudios de franja consideran variables técnicas, económicas, sociales y ambientales, lo que permite al Estado orientar tempranamente la localización de proyectos de transmisión.

Adicionalmente, por medio de la Ley 21.721 se introdujo un nuevo mecanismo para las obras necesarias y urgentes en transmisión, mediante la creación del artículo 91 bis de la LGSE. Este permite al Ministerio de Energía, a partir de propuestas del propio Ministerio o del Coordinador Eléctrico Nacional, autorizar mediante decreto exento la ejecución de obras urgentes y críticas para la seguridad del sistema, fuera del ciclo regular de planificación.

El proceso contempla informes técnicos preliminar y final, elaborados por la CNE, y obliga al Ministerio a dictar el decreto dentro de plazos perentorios. En cuanto a límites financieros, las obras bajo este régimen no pueden superar el 10% del promedio de inversión de los últimos cinco planes, con un máximo de 5% para obras nuevas, salvo un régimen transitorio que permite hasta 5% adicional en la Región de Ñuble durante los primeros cinco años.

Finalmente, las obras nuevas determinadas en el plan de expansión se ejecutan mediante licitaciones públicas a cargo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, siendo adjudicadas a empresas de transmisión en función de los valores ofertados de inversión y operación (artículo 93). La remuneración de estas instalaciones se establece a través del Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) definido en el proceso de tarificación regulada.

5.1.2. Deficiencias Proceso de Planificación de la Transmisión Eléctrica

El proceso de planificación del SEN presenta una serie de desafíos que limitan su capacidad

para responder al rápido crecimiento de las energías renovables. Destacan restricciones estructurales y la falta de coordinación entre instituciones, lo que complica la elaboración de planes de expansión. Estos aspectos son críticos, ya que condicionan la integración de nuevos proyectos, aumentan los vertimientos, y reducen la eficiencia y eficacia de la planificación frente a los objetivos de la transición energética.

Si bien, a lo largo del presente informe se han puesto sobre la palestra otros aspectos relevantes que pueden afectar los procesos de procesos de planificación, tales como

a) Restricciones estructurales: El Sistema Eléctrico Nacional enfrenta restricciones estructurales en la red de transmisión que se han traducido en un aumento progresivo de vertimientos de energía renovable variable, especialmente en las zonas con mayor potencial de generación solar y eólica. La planificación vigente, basada en obras convencionales de refuerzo con largos tiempos de maduración, no ha logrado responder al ritmo acelerado de incorporación de nuevos proyectos renovables. Este enfoque ha limitado la capacidad del sistema para evacuar la energía producida, afectando la eficiencia económica y ambiental del sector. En este contexto, se evidencia la necesidad de avanzar hacia una planificación más dinámica y adaptativa, que incorpore con mayor énfasis soluciones tecnológicas flexibles —como sistemas FACTS, control avanzado de flujos y almacenamiento vinculado a la red— capaces de mitigar restricciones en el corto y mediano plazo y de mejorar la capacidad efectiva de integración de renovables.

Entre los principales problemas identificados están:

- Excesiva planificación centralizada, la que si bien, fue flexibilizada hasta cierto punto por la ley 21721 al establecer un mecanismo de licitación de obras necesarias y urgentes, no contempla una distinción entre las obras pertenecientes al sistema nacional, zonal o polos de desarrollo, por lo que, todas las obras deben someterse al mismo procedimiento, ralentizándose y superponiéndose los procesos de planificación anuales.
- Lentitud en la adopción e implementación de nuevas tecnologías como FACTS, condensadores síncronos, etc.

b) Déficit de coordinación institucional: Se observa una insuficiente articulación entre los distintos organismos del sector eléctrico, en particular entre el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta fragmentación institucional ha generado duplicidad de esfuerzos, vacíos regulatorios y retrasos en la implementación de proyectos estratégicos, dificultando la entrega de señales de inversión claras y coherentes. La falta de una visión integrada también ha limitado la priorización eficiente de obras de transmisión y la incorporación de atributos de flexibilidad en la planificación. Resulta necesario fortalecer los mecanismos de coordinación interinstitucional, mediante instancias formales de trabajo conjunto y una mayor integración en la definición de políticas, regulación y operación, de modo de alinear objetivos estratégicos y garantizar una hoja de ruta unificada para el desarrollo resiliente del SEN.

- Información crítica de los proyectos es consultada dos veces a los agentes del sector, duplicando innecesariamente los análisis realizados por el Coordinador y la CNE, y dejando espacio a que información crítica no sea presentada en una

primera instancia al Coordinador, dejando inmediatamente obsoleto el plan de expansión presentado a la CNE.

- Los planes entregados por el Coordinador son considerados como referenciales por la CNE, por lo que dos instituciones están abocadas a realizar la misma función, lo que redunda en poca eficiencia en el uso de los recursos y una extensión excesiva de los procesos de planificación

5.1.3. Propuestas de Reformas

a) Clarificación de roles entre CNE y CEN y eliminación de duplicidad de acciones

El actual proceso de planificación de la transmisión presenta duplicidades institucionales que generan ineficiencias y retrasos en la definición de las obras necesarias para el desarrollo del sistema. Tanto la CNE como el CEN elaboran diagnósticos y planes de expansión, lo que implica repetir análisis similares, consultar dos veces a los agentes del sector y prolongar innecesariamente los plazos del proceso. Esta superposición de funciones reduce la eficiencia regulatoria y resta agilidad en la implementación de las medidas de expansión requeridas por el Sistema Eléctrico Nacional.

Para superar estas deficiencias, se propone modificar la LGSE con el fin de clarificar los roles institucionales. El CEN debería ser reconocido expresamente como el órgano técnico responsable de elaborar el plan de expansión, dada su capacidad operativa, acceso a datos en tiempo real y conocimiento directo del funcionamiento del sistema. Por su parte, la CNE pasaría a cumplir un rol evaluador y aprobador, garantizando la coherencia regulatoria, la transparencia del proceso y la incorporación de criterios de política pública.

Adicionalmente, se plantea establecer un único proceso de consulta a los agentes del sector, administrado directamente por el CEN durante la fase de elaboración del plan. Las observaciones recogidas en esta instancia deberían ser sistematizadas y presentadas junto al plan al momento de su evaluación por la CNE, de manera que esta última las considere de forma obligatoria en su proceso de aprobación.

Finalmente, se propone mantener la intervención del Panel de Expertos al término del proceso, como instancia de resolución de discrepancias entre los agentes y las decisiones adoptadas por la CNE. De esta forma, se preserva un mecanismo independiente y especializado que asegura la resolución técnica y transparente de controversias, fortaleciendo la legitimidad del proceso de planificación.

Para dar cumplimiento a lo anterior se propone modificar el artículo 91 de acuerdo a lo siguiente:

*"El plan de expansión de la transmisión será elaborado por **el Coordinador, en su calidad de organismo técnico responsable**, considerando un horizonte de veinte años y conforme a lo establecido en la presente ley y su reglamento.*

El Coordinador deberá remitir su propuesta de plan de expansión a la Comisión Nacional de Energía dentro de los primeros quince días de cada año. Durante la elaboración del plan, el Coordinador deberá realizar una consulta pública única a los agentes del sector y demás interesados, cuyas observaciones deberán ser sistematizadas y acompañadas al plan al momento de su entrega a la Comisión.

El reglamento establecerá los requisitos y la forma en que deberán presentarse las

propuestas de expansión del Coordinador y de los promotores de proyectos.

En el caso de propuestas de obras que tengan su origen en proyectos específicos de generación o sistemas de almacenamiento de energía que aún no hayan sido declarados en construcción, el reglamento establecerá los requisitos y oportunidad para el otorgamiento de garantías de ejecución de los proyectos que correspondan.

En el plazo que señale el reglamento, la Comisión evaluará el plan de expansión anual presentado por el Coordinador y emitirá un informe técnico preliminar, el que deberá ser publicado en su sitio web. Dentro del plazo de diez días a contar de la recepción del informe técnico preliminar, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión aprobará el plan, pudiendo introducir modificaciones debidamente justificadas en base a criterios técnicos, económicos o de política pública, las cuales deberán informarse de manera transparente en la resolución respectiva. El informe técnico final deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión.

Las observaciones recogidas en la consulta pública realizada por el Coordinador deberán ser consideradas obligatoriamente en la evaluación de la Comisión.

Dentro de los quince días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar discrepancias al Panel de Expertos, el cual resolverá conforme al procedimiento establecido en la presente ley..."

b) Flexibilización de la planificación de las obras zonales

La normativa no contempla una diferenciación explícita en los procedimientos que se aplicarán según el tipo de obra, lo que se traduce en plazos extensos y en una menor capacidad del sistema para responder con flexibilidad a las necesidades de expansión. En la práctica, tanto las obras nacionales, zonales como las de polos de desarrollo se someten al mismo esquema de planificación anual, lo que ralentiza su materialización y dificulta la integración oportuna de nueva generación renovable.

Se propone Las obras zonales debieran contar con un procedimiento más ágil, igualmente elaborado por el CEN y sometido a la revisión de la CNE, con el fin de reducir los tiempos de tramitación y otorgar flexibilidad al sistema en la atención de necesidades locales o de menor envergadura. En todos los casos, la consulta a los agentes del sector se realizaría en una única instancia administrada por el CEN, cuyas observaciones serían sistematizadas y presentadas junto con el plan para su evaluación por la CNE.

Para dar cumplimiento a lo anterior se propone incluir el siguiente inciso en el artículo 91:
"En el caso de obras zonales, el Coordinador deberá elaborar una propuesta de planificación específica mediante un procedimiento simplificado definido en el reglamento, el cual deberá considerar plazos abreviados y un nivel de análisis proporcional a la magnitud de dichas obras."

c) Flexibilización de las obras urgentes

Si bien es cierto, la LGSE establece actualmente que el Ministerio de Energía puede,

mediante decreto exento, autorizar la ejecución de obras necesarias y urgentes destinadas a resguardar la seguridad del sistema eléctrico. Este mecanismo excepcional se encuentra limitado por un tope de valorización equivalente al 10% del valor promedio de los últimos cinco procesos de planificación, lo que restringe su aplicabilidad a proyectos de mayor escala y, en consecuencia, reduce su capacidad de respuesta frente a contingencias que requieren soluciones inmediatas.

Se propone modificar este artículo con el objeto de establecer categorías diferenciadas de obras urgentes, considerando tanto su tipología (obras de carácter nacional, zonal, polos de desarrollo o reforzamientos menores) como su magnitud económica. De esta manera, se habilitaría un régimen más flexible y adaptativo que permita responder con mayor precisión a las necesidades del sistema, ajustando los procedimientos a la criticidad y complejidad de cada tipo de obra.

Adicionalmente, se plantea flexibilizar el límite de valorización actualmente vigente, manteniendo un tope global para las obras de gran magnitud, pero exceptuando de dicho límite a las obras de menor escala, tales como reforzamientos zonales, instalaciones de control o soluciones tecnológicas rápidas de implementar. Esta modificación permitiría acelerar la ejecución de intervenciones críticas de bajo costo y alto impacto, mejorando así la resiliencia operativa del Sistema Eléctrico Nacional y contribuyendo a una planificación más dinámica y eficiente.

Para dar cumplimiento a lo anterior se propone modificar el artículo **91º bis** de acuerdo a lo siguiente:

"Artículo 91º bis.- De las obras necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión.

El Ministerio de Energía, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", podrá disponer que se ejecuten las obras de expansión a que se refiere el artículo 89º, que deban excluirse del proceso de planificación de la transmisión por ser necesarias y urgentes para el sistema, de acuerdo al procedimiento que establece el presente artículo y el reglamento.

Estas obras podrán clasificarse en función de su tipología –nacionales, zonales o reforzamientos menores– y de su magnitud económica, conforme a lo que determine el reglamento, con el objeto de aplicar procedimientos proporcionales a su escala y criticidad.

La valorización de la totalidad de las obras que deban excluirse del proceso de planificación de la transmisión que sean decretadas en un año calendario conforme a lo dispuesto en el presente artículo, no podrá superar el 10% del valor promedio de los últimos cinco procesos de Planificación de la Transmisión, considerando sus valores referenciales, decretados conforme al artículo 92º.

Dentro del límite señalado precedentemente, la valorización de la totalidad de las obras nuevas que se excluyan del proceso de planificación no podrá superar el 5% del valor promedio de los últimos cinco procesos de Planificación de la Transmisión, considerando sus valores referenciales, decretados conforme al artículo 92º.

Sin perjuicio de lo anterior, las obras de menor escala, tales como reforzamientos zonales, instalaciones de control o soluciones tecnológicas de rápida

implementación, podrán exceptuarse de los límites de valorización señalados en este artículo, de acuerdo con los criterios y condiciones que establezca el reglamento..."

d) Pilotos Flexibilidad y Transmisión (Sandbox)

Se propone la creación de un *sandbox regulatorio* en el marco de la LGSE, destinado a habilitar pilotos controlados que aceleren la adopción de soluciones tecnológicas y de mercado orientadas a mejorar la flexibilidad y resiliencia del SEN. El instrumento busca reducir vertimientos renovables y reforzar la seguridad y eficiencia operativa, en coherencia con la medida de incorporación de proyectos piloto ya señalada en este informe. Entre las tecnologías y esquemas a evaluar se consideran sistemas FACTS, control avanzado de flujos, convertidores *grid-forming* para inercia sintética, almacenamiento como recurso de red, demanda agregada gestionable, metodologías de pronóstico avanzado y nuevos productos de rampa y servicios complementarios.

El *sandbox* contempla dos modalidades de experimentación: (i) técnico-operativa, centrada en pilotos con equipamiento físico e integración a la operación del sistema (FACTS, *grid-forming*, control avanzado, almacenamiento asociado a transmisión); y (ii) de señales y productos de mercado, orientada a probar diseños de servicios de flexibilidad (productos de rampa, métricas de frecuencia, provisión de inercia, pagos transitorios por desempeño y metodologías de pronóstico vinculadas a desvíos).

En materia de gobernanza, se propone una clara separación de funciones: el CEN diseña, convoca, evalúa y opera los pilotos, publicando las bases y los informes técnicos; la CNE aprueba las bases y parámetros económicos, define el reconocimiento de costos transitorios y evalúa el balance costo-beneficio; el Ministerio de Energía autoriza cada cohorte mediante decreto exento, fijando límites, objetivos y salvaguardas; y la SEC supervisa seguridad, estándares técnicos y ciberseguridad, otorgando exenciones acotadas y reversibles. Esta estructura responde a críticas previas de duplicidad de funciones y falta de coordinación interinstitucional.

Los proyectos deberán priorizar tecnologías y servicios que resuelvan restricciones estructurales de la red o entreguen atributos críticos de flexibilidad (inerzia, rampas, reservas rápidas, control de tensión, refuerzo de red). Además, deberán asegurar telemetría abierta en tiempo real e histórica, cumplir protocolos de interoperabilidad y presentar un plan de retiro o normalización al término del piloto.

En cuanto a la remuneración, se prevén dos alternativas: (i) reconocimiento como servicio tarificado transitorio, bajo lógica similar a los SSCC instruidos vía estudio de costos; o (ii) licitaciones competitivas específicas, en las que se adjudique la provisión experimental del servicio. La elección dependerá de la naturaleza del piloto y del grado de competencia disponible.

La duración de los pilotos deberá ser acotada (12 a 24 meses) y definida ex-ante en las bases, para asegurar incentivos efectivos y evitar desincentivos observados en esquemas de mayor plazo sin reconocimiento de ingresos.

El procedimiento se concibe como un ciclo ágil y repetitivo: convocatoria pública del CEN,

evaluación técnica de propuestas, aprobación económica por parte de la CNE con topes financieros, autorización formal mediante decreto exento del Ministerio, integración operativa al despacho bajo parámetros de prueba establecidos en el Reglamento y Normas Técnicas, y finalmente una evaluación conjunta CEN-CNE que considere reducción de vertimientos, mejoras de seguridad, efectos en costos y escalabilidad, con recomendación de masificación o descarte de la tecnología o servicio.

Para implementar lo anterior se propone agregar al final del artículo 91 lo siguiente:

"La Comisión Nacional de Energía, en conjunto con el Coordinador, podrá establecer, en el marco del proceso de planificación de la transmisión, un régimen excepcional denominado Sandbox de Flexibilidad y Transmisión, destinado a la realización de pilotos controlados para ensayar soluciones tecnológicas, operativas y de mercado orientadas a incrementar la flexibilidad, seguridad y resiliencia del sistema eléctrico nacional. Dichos pilotos podrán comprender, entre otros, sistemas FACTS, control avanzado de flujos, convertidores tipo grid-forming, almacenamiento como recurso de red, demanda gestionable y metodologías de pronóstico avanzado."

El Coordinador será responsable de diseñar, convocar, evaluar técnicamente y operar los pilotos, publicar las bases y emitir un informe técnico final. La Comisión Nacional de Energía aprobará las bases y parámetros económicos, definirá el reconocimiento de costos e ingresos transitorios y evaluará el balance costo-beneficio de cada piloto. El Ministerio de Energía autorizará mediante decreto exento cada cohorte (fase de pilotos) del sandbox, estableciendo límites, objetivos y salvaguardas, mientras que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles supervisará la seguridad, estándares técnicos y ciberseguridad, pudiendo otorgar exenciones técnicas acotadas y reversibles.

La remuneración podrá estructurarse como un servicio tarificado transitorio o como un servicio adjudicado en licitaciones específicas, según la naturaleza del piloto y las condiciones de competencia. En ambos casos, la duración máxima será fijada mediante Resolución Exenta de la CNE, asegurando un horizonte acotado que otorgue incentivos efectivos.

Los proyectos seleccionados deberán priorizar tecnologías y servicios que favorezcan la integración eficiente de energías renovables y la mitigación de restricciones estructurales, garantizando telemetría abierta en tiempo real, protocolos de interoperabilidad y un plan de retiro o normalización al término del piloto"

Adicionalmente, se propone que la asignación y responsabilidad de los sandbox siga la misma lógica que las obras de ampliación y obras nuevas.

5.2. Marco Normativo de la remuneración de los sistemas de transmisión

Modificaciones al esquema de la tarificación representan modificaciones estructurales al marco normativo de transmisión, que por lo demás no resolverán los problemas de coordinación y eficacia de los procesos de planificación, por lo que, en principio, se propone avanzar en perfeccionar el esquema de planificación de la transmisión y luego abordar las modificaciones al esquema de remuneración.

5.3. Marco regulatorio del sistema de distribución de electricidad

5.3.1. Aportes de la demanda a la flexibilidad

La demanda eléctrica se proyecta como un actor clave para fortalecer la flexibilidad del SEN. Si bien su participación actual es marginal, la experiencia internacional y los análisis técnicos nacionales muestran que la demanda puede proveer servicios valiosos para la operación del sistema, complementando el rol de la generación y contribuyendo a la integración eficiente de las ERV. A continuación, se describen los principales aportes que la demanda podría entregar en materia de flexibilidad.

a) Gestión de rampas de generación renovable

La variabilidad de la generación solar y eólica introduce rampas pronunciadas en la operación del SEN, especialmente en los cambios de bloque horario. La demanda puede adaptarse a estas condiciones, aumentando su consumo en períodos de alta generación renovable y reduciéndolo en períodos de déficit. De esta manera, contribuye a suavizar las transiciones y reduce la necesidad de contar con grandes volúmenes de reservas rápidas en unidades convencionales.

b) Participación en reservas de frecuencia

La demanda también puede participar en el control de frecuencia a través de esquemas de cargas controlables o interrumpibles. Estos recursos permiten responder a variaciones en segundos o minutos, ofreciendo una alternativa competitiva a la generación convencional. Su aporte resulta particularmente relevante en los servicios de control terciario y secundario de frecuencia, donde la respuesta de la demanda puede mejorar la eficiencia económica del sistema y diversificar la base de proveedores de servicios complementarios.

c) Aportes al control de tensión y soporte de red

En zonas con problemas de voltaje o con elevada penetración renovable, la demanda gestionada y ciertos consumos industriales con equipos de compensación pueden contribuir al control de tensión mediante el ajuste de potencia reactiva. Si bien este tipo de prestación aún es incipiente, constituye una opción técnica factible que permitiría ampliar el espectro de soluciones disponibles para el Coordinador.

d) Respuesta ante contingencias

La demanda puede participar en esquemas de desconexión automática o manual, aportando flexibilidad en escenarios de emergencia. Esta capacidad, que ya se aplica en algunos planes de defensa contra contingencias, permite reducir rápidamente la carga en caso de incidentes severos, mitigando el riesgo de colapso sistémico y facilitando una recuperación más ordenada del suministro.

e) Flexibilidad intradiaria y en tiempo real

A través de señales horarias, tarifas dinámicas y mecanismos de agregación, la demanda puede desplazar consumos hacia horas de menor costo o mayor disponibilidad renovable. Este comportamiento favorece la eficiencia del despacho, disminuye vertimientos de energía limpia y alivia congestiones en la red. La implementación de plataformas tecnológicas adecuadas será determinante para habilitar esta forma de participación.

f) Contribución a controlar la potencia en horas de punta

Al reducir consumos en horas críticas de punta, la demanda flexible puede sustituir parcialmente la necesidad de nueva generación de respaldo. De esta forma, se transforma en un recurso económico y ambientalmente favorable para garantizar la seguridad de suministro en el largo plazo.

g) Integración de almacenamiento distribuido y electromovilidad

El despliegue de vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento detrás del medidor ofrece nuevas oportunidades para que la demanda contribuya a la flexibilidad. Estos recursos pueden gestionar su carga y descarga en función de las condiciones del sistema, entregando servicios de reserva, rampas rápidas e, incluso, soporte local en redes de distribución. Su potencial dependerá de contar con marcos normativos y de mercado que habiliten la bidireccionalidad de los flujos de energía.

Para que la demanda pueda materializar efectivamente su potencial como recurso de flexibilidad, es imprescindible introducir modificaciones significativas en el marco normativo de la distribución eléctrica. El esquema regulatorio vigente no contempla mecanismos que habiliten tarifas dinámicas, agregadores de demanda ni estándares de medición y verificación adecuados, lo que restringe la participación activa de los consumidores en los mercados de energía y servicios complementarios. Avanzar en esta dirección permitirá transformar a la demanda en un actor relevante del SEN, aportando a la eficiencia operativa, la integración de renovables y la resiliencia del sistema.

A continuación, se describen los principios del modelo actual, el diagnóstico y modificaciones necesarias para facilitar la participación de la demanda en flexibilidad.

5.3.2. Principios modelo actual

El modelo vigente de tarificación de la distribución eléctrica en Chile se sustenta en dos pilares: la empresa modelo y las áreas típicas de distribución. La empresa modelo representa la entrada de un nuevo competidor, cuyas instalaciones son modeladas desde cero, incorporando instalaciones, infraestructura y costos eficientes para atender la demanda en un área determinada. Para construir la empresa modelo se consideran los consumos y otras características del área donde actualmente opera una empresa de referencia. A partir de esta construcción teórica, se calculan los costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento, los cuales luego son aplicados de manera homogénea al conjunto de distribuidoras que presentan densidades y condiciones similares a las de la empresa de referencia agrupadas en la misma área típica.

Este enfoque fue introducido en los años 1980, en un contexto de alta asimetría de información entre el regulador y las empresas, y en una época donde los recursos de modelación eran limitados. La empresa modelo se configuró entonces como un mecanismo que permitía al regulador establecer un *benchmark* de eficiencia, reduciendo el riesgo de sobreinversión o de rentabilidades excesivas por parte de las concesionarias. En ese escenario, el esquema cumplió adecuadamente su objetivo lograr la electrificación del país con costos eficientes.

No obstante, este modelo presenta importantes limitaciones en la actualidad. En primer lugar, genera una brecha entre las inversiones reconocidas y las realmente ejecutadas por

las empresas. Las distribuidoras deben mantener y expandir redes con características históricas, geográficas y técnicas diversas, que no se reflejan en el diseño idealizado de la empresa modelo. Esto ha derivado en que inversiones asociadas a resiliencia climática, digitalización, automatización de redes o integración de recursos energéticos distribuidos no siempre sean adecuadamente remuneradas. En segundo lugar, el modelo no incorpora los nuevos desafíos del sector, tales como la electromovilidad, el almacenamiento, la gestión activa de la demanda y la operación flexible de la red, elementos clave para la transición energética.

Por lo tanto, si bien la metodología de empresa modelo constituyó una herramienta útil en su origen, hoy resulta insuficiente para alinear los incentivos de las distribuidoras con las necesidades de modernización y flexibilidad que demanda el sistema eléctrico chileno. De ahí la relevancia de evaluar la transición hacia esquemas regulatorios más modernos, como los basados en activos reales eficientes o en regulación por desempeño, que permitan reconocer de manera más precisa las inversiones necesarias para habilitar la transición energética y mejorar la calidad de servicio.

En los últimos años, el sector eléctrico chileno ha experimentado diversas modificaciones e intentos de reforma a la Ley de Distribución, orientados principalmente a mejorar la transparencia, la eficiencia y la calidad del servicio. La última modificación significativa se produjo en 2019 con la promulgación de la Ley Corta de Distribución (Ley N° 21.194). Esta norma redujo la tasa de rentabilidad reconocida a las empresas distribuidoras —pasando de un 10 % antes de impuestos a un rango de entre 6 % y 8 % después de impuestos—, y ajustó el proceso tarifario para entregar mayores niveles de equidad y transparencia. Junto con ello, la ley estableció la obligación de presentar un proyecto de reforma integral que revisara de manera más profunda el funcionamiento del segmento de distribución.

En 2020, el Ministerio de Energía intentó avanzar hacia esa modernización mediante la preparación de tres proyectos de ley centrados en portabilidad eléctrica, calidad de servicio y generación distribuida. Sin embargo, estos proyectos no alcanzaron un avance sustantivo en el Congreso y quedaron postergados, reflejando la complejidad política y técnica que implica reformar este segmento

5.3.3. Diagnóstico del marco regulatorio de distribución

El marco regulatorio vigente de la distribución eléctrica en Chile presenta importantes debilidades para enfrentar los desafíos actuales de transición energética, digitalización y calidad de servicio. Fue diseñado bajo un esquema de generación centralizada y redes pasivas, lo que genera limitaciones para adaptarse a un sistema con alta penetración de energías renovables, recursos energéticos distribuidos, almacenamiento y mayor protagonismo de la demanda. Estas falencias repercuten en la ausencia de flexibilidad, atributo indispensable para garantizar la seguridad, resiliencia y eficiencia del sistema eléctrico.

- **Deficiencias en la calidad del suministro:** Los indicadores de continuidad (SAIDI, SAIFI) muestran desempeños comparables a países en desarrollo y alejados de los estándares internacionales. Esta situación es más crítica en zonas rurales, donde persisten déficits estructurales en seguridad y continuidad del servicio. La falta de flexibilidad en la red impide responder de manera dinámica a interrupciones y contingencias, limitando el desarrollo productivo y el bienestar

social. Las deficiencias en la calidad de servicio se hacen más críticas considerando el impacto del cambio climático en Chile, por lo que es necesario avanzar en esta materia en forma urgente.

- **Necesidad de dar respuesta a la transición energética:** El actual marco regulatorio no facilita la integración masiva de energías renovables variables, almacenamiento, electromovilidad ni recursos energéticos distribuidos. El esquema de empresa modelo carece de incentivos para la innovación y no reconoce inversiones en tecnologías emergentes, generando desincentivos a la modernización, lo que profundiza la falta de incentivos para incorporar soluciones que aporten flexibilidad debido a la incertidumbre en el reconocimiento tarifario de estas inversiones.

Adicionalmente, la planificación de las redes de distribución presenta desafíos en distintos ámbitos relacionados con la modelación de la demanda, la penetración de DERs y la coordinación con los requerimientos de transmisión. La demanda como un parámetro exógeno, desaprovechando su potencial como recurso gestionable. Esto limita su contribución al equilibrio oferta-demanda y a la posibilidad de diferir inversiones. Respecto de los DERs, la fuerte penetración de ERV que se realiza sin una planificación centralizada y conlleva desafíos respecto del dimensionamiento de redes deben ser abordado. Finalmente, también la falta de coordinación entre planificación de distribución, transmisión y gestión activa de la demanda aumenta los costos sistémicos y restringe las opciones para una operación flexible y eficiente.

Por otra parte, es necesario dotar de mayores recursos de controlabilidad y visibilidad de la red, medición avanzada y plataformas digitales que permitan monitorear en tiempo real los flujos de energía y la integración de recursos distribuidos. Esta falta de visibilidad y controlabilidad impide gestionar la red de manera dinámica y limita la provisión de servicios de flexibilidad.

Por otra parte, la adopción de medición inteligente es esencial para permitir a los consumidores gestionar su demanda y participar en servicios de flexibilidad.

- **Ausencia de competencia y nuevos actores de mercado:** El marco actual no contempla la participación de comercializadores ni agregadores de demanda, actores fundamentales para dinamizar el mercado minorista y movilizar recursos distribuidos de forma eficiente. Asimismo, persisten barreras de acceso a la información y falta de reglas claras que permitan a terceros proveer servicios de flexibilidad, limitando la innovación y la competencia.

La información sobre consumo, generación distribuida y estado de la red no está disponible de forma estandarizada ni oportuna, lo que limita la participación de agregadores y comercializadores.

- **Falta de señales tarifarias:** El esquema tarifario basado en cargos volumétricos no refleja adecuadamente los costos fijos de la red ni el valor de los servicios de flexibilidad. Este diseño genera inequidades en la recaudación, especialmente en clientes con generación distribuida, y no orienta un uso eficiente de los recursos. Adicionalmente, la ausencia de tarifas dinámicas y señales locacionales restringe la capacidad de los usuarios para ajustar su consumo o inyección según las necesidades del sistema.

- **Consideraciones sociales y de equidad:** La electrificación de usos finales como calefacción y transporte puede incrementar los riesgos de pobreza energética en los hogares vulnerables. La ausencia de subsidios adecuados y de mecanismos de protección limita una transición justa. Además, la falta de acceso de estos consumidores a herramientas de gestión de la demanda o tarifas flexibles puede ampliar las brechas sociales, impidiendo que participen y se beneficien de un sistema más moderno.
- **Barreras comunicacionales y de percepción del cliente:** Existen obstáculos relacionados con la comunicación, confianza y percepción de los clientes respecto a la incorporación de nuevas tecnologías en el sector eléctrico. La falta de información clara, educación energética y mecanismos de acompañamiento puede generar resistencia a la adopción de soluciones como medidores inteligentes, tarifas dinámicas o gestión activa de la demanda. De no atenderse estas barreras, se dificultará avanzar en la participación activa de los usuarios y en la consolidación de un sistema de distribución flexible y moderno.

5.3.4. Propuestas de Reforma Regulatoria

Superar las brechas identificadas en el diagnóstico requiere una reforma integral de la Ley de Distribución Eléctrica, orientada a transformar este segmento en un habilitador de la flexibilidad sistémica, la digitalización de la infraestructura y la participación activa de los usuarios. Las propuestas regulatorias que se presentan buscan mejorar la calidad y continuidad del suministro, incorporar explícitamente la flexibilidad, reformular las señales económicas, modernizar la gestión de redes, ampliar la competencia y la innovación, asegurar una transición justa y avanzar en la creación de la figura del DSO.

- **Calidad y continuidad del suministro:** el primer aspecto que debe ser abordado en la reforma es, sin lugar a duda, mejorar la calidad de servicio del suministro, lo que implica replantearse los mecanismos existentes para la remuneración de la red. Pasando del esquema de empresa modelo a otro que reconozca una base de activos que sea previamente aprobada por el regulador a fin de eliminar la incertidumbre en el reconocimiento de activos.

Adicionalmente, se requiere avanzar en el establecimiento de estándares progresivos de SAIDI y SAIFI diferenciados por segmento geográfico. Junto con ello, deben introducirse mecanismos de incentivos y penalizaciones vinculados directamente al desempeño de las distribuidoras, de modo que la eficiencia y la seguridad del servicio estén alineadas con los intereses de los usuarios.

Finalmente, se debe obligar a las empresas a implementar planes de inversión en resiliencia frente a riesgos climáticos y contingencias operativas.

- **Fomento a la innovación:** Para incentivar la innovación, se propone implementar sandbox regulatorios que permitan ensayar modelos de negocio y soluciones tecnológicas bajo condiciones controladas.
- **Nuevo rol del distribuidor:** La reforma debe reconocer el almacenamiento como infraestructura de red o recurso habilitado para proveer servicios de mercado.

La red de distribución debe actuar como una plataforma robusta y flexible que

facilite la integración de recursos y la provisión de servicios por parte de los diferentes agentes. Bajo esta conceptualización, las necesidades del sistema de distribución podrían ser atendidas por servicios o reforzamientos de la red, por lo que es necesario minimizar los conflictos de interés que pueda tener la distribuidora en los procesos de planificación y acceso a la red

Además, es indispensable facilitar la conexión de proyectos de generación distribuida, autoconsumo y PMGD, eliminando barreras administrativas y técnicas que limiten el acceso abierto y dificultan su despliegue. Asimismo, se deben incorporar productos de flexibilidad específicos que puedan ser aportados desde la distribución como la respuesta de demanda.

Complementariamente, se deben crear mercados locales o subastas de flexibilidad en zonas críticas por congestión, donde los recursos distribuidos puedan competir con soluciones tradicionales de red.

En este marco resulta clave definir el rol de un DSO, responsable de gestionar de manera activa, transparente y eficiente la operación de las redes de distribución.

- **Participación activa de la demanda y nuevos actores:** La participación activa de los usuarios requiere incorporar formalmente las figuras de agregadores de demanda y comercializadores, con acceso equitativo a datos y mercados.

Es necesario sustituir los cargos volumétricos por esquemas tarifarios que reflejen capacidad, localización y temporalidad. Este cambio permitirá internalizar los costos reales del sistema y enviar señales correctas de eficiencia. Al respecto, se debe implementar un esquema de tarifas dinámicas y señales horarias que incentiven el ajuste del consumo en función de las necesidades del sistema.

En paralelo, es fundamental garantizar el acceso seguro de los datos de consumo bajo estándares de interoperabilidad, de modo de habilitar una competencia justa y la provisión de servicios innovadores.

- **Digitalización y modernización de redes:** La digitalización debe avanzar mediante la instalación masiva de medidores inteligentes y sistemas de gestión avanzada. Las distribuidoras deberán desarrollar planes de automatización, visualización y control predictivo para mejorar la eficiencia y resiliencia del sistema. Asimismo, es imprescindible que se imponga la interoperabilidad y estandarización de plataformas y datos, lo que permitirá habilitar nuevos modelos de negocio, reducir costos y garantizar la libre competencia.

- **Fiscalización y equidad social:** en la reforma a la distribución no puede estar ausente la protección a los clientes vulnerables. En este sentido, la reforma debe ampliar las atribuciones de la SEC para fiscalizar y supervisar tanto la calidad de servicio como la adopción tecnológica.

A su vez, se deben establecer subsidios focalizados para hogares vulnerables a fin de mitigar riesgos de pobreza energética. Finalmente, es necesario desplegar programas nacionales de educación energética que fortalezcan el rol activo de los usuarios y aumenten la aceptación social de los cambios regulatorios.

- **Superación de las barreras comunicacionales y de percepción del cliente:**

La superación de las barreras comunicacionales y de percepción de los clientes es un elemento crítico para avanzar en la modernización del sistema de distribución eléctrica. La introducción de nuevas tecnologías —como medidores inteligentes, tarifas dinámicas, plataformas digitales y programas de gestión activa de la demanda— requiere no solo de una infraestructura técnica adecuada, sino también de la aceptación y confianza de los usuarios finales.

Para ello, es indispensable desarrollar estrategias de comunicación claras y transparentes, que expliquen de manera sencilla los beneficios y el funcionamiento de estas tecnologías, así como sus impactos en la calidad del servicio y en los costos. Complementariamente, se deben implementar programas de educación energética permanentes, orientados a distintos segmentos de consumidores, que permitan comprender mejor su rol activo en el sistema eléctrico y las oportunidades que la transición energética les ofrece.

Asimismo, resulta clave establecer mecanismos de acompañamiento y participación ciudadana, que incluyan canales de retroalimentación, instancias de consulta y pilotos demostrativos. Estas iniciativas no solo reducen la resistencia al cambio, sino que también fortalecen la confianza en las instituciones y empresas del sector.

En síntesis, abordar las barreras comunicacionales y de percepción del cliente exige una estrategia integral que combine información, educación y participación activa, elementos esenciales para consolidar un sistema de distribución más flexible, eficiente y centrado en las necesidades de los usuarios.

6. Resumen de las propuestas

Las siguientes tablas resumen las principales características de los mecanismos descritos previamente.

La Tabla 30 resume cada mecanismo en términos de su objetivo, necesidad de cambios legales, modificaciones normativas y horizonte de implementación. La Tabla 31 presenta las ventajas y desventajas de cada mecanismo, así como los principales actores involucrados.

Tabla 30 Resumen Mecanismos de Flexibilidad 1

Categoría	Mecanismo	Breve descripción	¿Requiere cambio legal?	Modificaciones normativas	Implementación
Servicios de Flexibilidad	Mercado de Largo Plazo: Opciones 1A - 1C	Objetivo: incentivar inversiones de activos asociados a Rampas. Implementado en conjunto con el mecanismo de potencia de suficiencia	Si	Reglamento de Transferencias de Potencias (DS 62/2006)	Mediano-largo plazo.
	Mercado de Largo Plazo: Opción 1D	Objetivo: incentivar inversiones de activos asociados a Rampas. Implementado mediante mecanismo de licitación	No	No	Mediano-largo plazo.
	Mercado de certificados de flexibilidad (Opción 2)	Obligaciones para acreditar flexibilidad, análogo a certificados verdes.	Sí	Se requiere elaborar reglamento	Mediano-largo plazo.
	Mercados de Corto Plazo - Opción 3A	Subastas en el mercado de SSCC para cubrir rampas y variabilidad horaria.	No	Adecuaciones al DS 113/2017, al DS 125/2022 y NTs	Corto plazo. Se sugiere implementación inicial de pilotos.
	Mercados de Corto Plazo - Opción 3B	Servicio de rampa como producto explícito.	No	Adecuaciones al DS 113/2017, al DS 125/2022 y NTs	Corto plazo. Se sugiere implementación inicial de pilotos.
Estrategia para Mitigar Errores de pronósticos	Mercado de desvíos	Internaliza los costos de los errores de programación de generadores y demanda.	Si	Adecuaciones al DS 113/2017, al DS 125/2022 y NTs	Corto -mediano plazo. Se sugiere implementación inicial de pilotos.
	Asignación directa de costos de pronósticos	Reparto de los costos de herramientas de pronóstico entre los responsables de la variabilidad.	Si	Adecuaciones al DS 125/2022 y al DS 53/2018.	Corto -mediano plazo. Se sugiere implementación inicial de pilotos.
Modificaciones Legales Complementarias	Adecuaciones en transmisión	Integración de soluciones flexibles en planificación y habilitación de obras urgentes fuera del proceso.	Sí	Requiere actualización de Reglamentos de transmisión	Mediano plazo, mediante pilotos y sandbox regulatorios.
	Adecuaciones en distribución	Modernización tarifaria y regulatoria; incorporación de demanda activa, agregadores y digitalización de redes.	Sí	Reformas a los decretos tarifarios y ajustes a la NT de calidad en distribución.	Largo plazo, junto con reformas estructurales de distribución.

Tabla 31 Resumen Mecanismos de Flexibilidad 2

Categoría	Mecanismo	Ventajas	Riesgos/Desventajas	Principales Actores Involucrados
Servicios de Flexibilidad	Mercado de Largo Plazo: Opciones 1A - 1C	Entregan señales estables de inversión; permiten anticipar necesidades de rampas; favorecen eficiencia en planificación.	Subdimensionar precios para nueva inversión; El requerimiento del servicio puede desincentivar ciertas tecnologías	Generadores, Almacenamiento y Consumidores.
	Mercado de Largo Plazo: Opción 1D	Entregan señales estables de inversión; permiten anticipar necesidades de rampas; favorecen eficiencia en planificación.	Riesgo de sub o sobrecontratación si la demanda de flexibilidad cambia; Riesgos de cambios estructurales en el mercado (incorporación planificada de tecnologías).	Generadores, Almacenamiento y Consumidores.
	Mercado de certificados de flexibilidad (Opción 2)	Flexibilidad como atributo transferible; incentiva participación de diversos agentes; genera liquidez en el mercado.	Requiere obligación regulatoria y fiscalización; riesgo de especulación; puede desincentivar la entrada de ciertas tecnologías.	Generadores, Almacenamiento y Consumidores.
	Mercados de Corto Plazo - Opción 3A	Permite ajustar rampas y desvíos cercanos al tiempo real; mejora eficiencia operativa; reduce costos de operación sistémicos; fomenta recursos rápidos como almacenamiento.	Mayor carga operativa para agentes; mayor complejidad en la definición del despacho.	Generadores, Almacenamiento y Consumidores.
	Mercados de Corto Plazo - Opción 3B	Integra rampas explícitamente en el despacho; entrega señal clara de escasez de recursos; mejora eficiencia operativa; entrega señales horarias claras; fomenta recursos rápidos como almacenamiento.	Puede generar volatilidad de precios; mayor complejidad en la definición del despacho.	Generadores, Almacenamiento y Consumidores.
	Estrategia para Mitigar Errores de pronósticos	Mercado de desvíos	Internaliza los costos de errores de programación; incentiva mejor gestión de pronósticos; promueve eficiencia.	Puede generar altos costos para actores con mayor incertidumbre (ERV).

	Asignación directa de costos de pronósticos	Sencillo de aplicar; incentiva uso de herramientas de pronóstico; bajo costo de implementación sistémico.	Menor incentivo a eficiencia operativa; puede percibirse como un cargo fijo más que como señal económica.	Generadores, Almacenamiento y Consumidores.
Modificaciones Legales Complementarias	Adecuaciones en transmisión	Permiten incorporar soluciones flexibles no convencionales; mayor resiliencia del sistema; reducción de congestiones y agilización de los procesos de planificación.	Requiere reformas legales; riesgo de discrecionalidad en obras urgentes.	Transmisores, generadores y almacenamiento y consumidores.
	Adecuaciones en distribución	Habilita participación de demanda y agregadores; digitalización de redes; fomenta innovación.	Requiere reformas estructurales al régimen tarifario; riesgo de sobrecosto para clientes regulados; implementación compleja.	Distribuidoras, consumidores, agregadores.

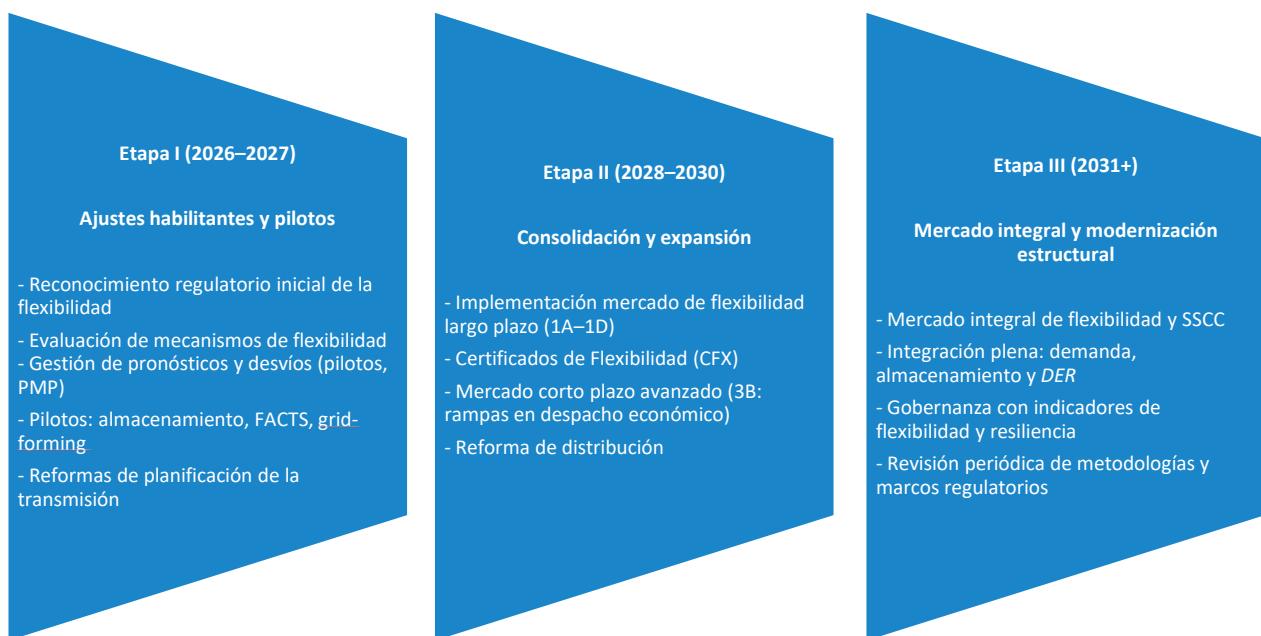
Fuente: Elaboración GME

7. Hoja de Ruta

El fortalecimiento de la flexibilidad del SEN exige implementar modificaciones regulatorias y operativas que, de manera progresiva, conduzcan hacia esquemas más competitivos y eficientes. En este proceso, las medidas propuestas pueden constituir pasos intermedios que, además de resolver necesidades inmediatas de operación y planificación, preparan las condiciones para la eventual conformación de un mercado de ofertas de servicios complementarios y de flexibilidad. La hoja de ruta presentada organiza estas acciones en etapas sucesivas, orientadas a avanzar desde ajustes habilitantes y pilotos controlados hasta la consolidación de un esquema competitivo y transparente.

Es importante resaltar que todo cambio normativo de esta envergadura debiese pasar por un proceso de discusión y evaluación previa con todos los agentes del mercado, de modo que las propuestas regulatorias puedan ser analizadas, comentadas y contrastadas por quienes se verán directa o indirectamente afectados.

Figura 93. Resumen Hoja de Ruta



7.1. Etapa I (2026–2027) – Ajustes habilitantes y pilotos

- Inicio de discusión y evaluación previa con todos los agentes del mercado.
- Mercado de Largo Plazo de Servicios de Flexibilidad (1A -1C)
 - Se requiere Reconocimiento regulatorio inicial de la flexibilidad, lo que implica incorporar el atributo de flexibilidad en la definición de suficiencia (art. 225 LGSE) y habilitar a la CNE para incluir incentivos por flexibilidad en

transferencias de potencia (art. 149).

- Ajustar el art. 72º-8 para imputar costos de desvíos directamente a los agentes responsables.
- Evaluación de los mecanismos de flexibilidad 1A-1D
 - Evaluación de la pertinencia de implementar mecanismos de largo plazo para servicios de flexibilidad (esquemas tipo potencia, indicadores ex-ante, ex-post o físicos, y licitaciones específicas).
- Evaluación de los mecanismos de flexibilidad 3A
 - Evaluación de la pertinencia de implementar mecanismos de corto plazo (subastas de rampas como servicio complementario).
- Gestión de pronósticos y desvíos
 - Crear pilotos de mercado de desvíos, con liquidación parcial de costos a responsables.
 - Diseñar esquemas de reparto de costos de proyectos de mejora de pronósticos (PMP) a generadores ERV.
- Pilotos y sandbox de flexibilidad y transmisión
 - Ensayar proyectos de almacenamiento, FACTS, grid-forming y agregación de demanda, con remuneración transitoria tarifada o licitada.
- Reforma de la planificación de transmisión
 - Clarificar roles CEN (planificación técnica) y CNE (evaluación/aprobación).
 - Procedimientos abreviados para obras zonales y urgentes.
 - Incluir soluciones flexibles no convencionales en la planificación (almacenamiento, FACTS).

7.2. Etapa II (2028–2030) – Consolidación y expansión

- Implementación del mercado de flexibilidad de largo plazo
 - En caso de que en la etapa anterior se defina pertinente su implementación, se debe avanzar en el desarrollo de mecanismos 1A-1D y en los ajustes legales requeridos.
- Certificados de Flexibilidad (CFX)
 - Evaluar la implementación de mecanismos de certificados de flexibilidad como obligación ex-ante, siempre que los resultados previos lo justifiquen.
- Mercado de corto plazo – fase avanzada (Opción 3B)
 - Dependiendo de los resultados obtenidos en la evaluación e implementación del servicio 3A, se recomienda avanzar hacia la evaluación e implementación

del servicio 3B, integrando restricciones de rampas en el despacho económico.

- Reforma de distribución eléctrica
 - Implementación de la reforma de distribución.
 - Reconocer inversiones en digitalización, resiliencia y flexibilidad en la tarificación.
 - Habilitar la figura del DSO y la participación de agregadores y comercializadores.

7.3. Etapa III (2031 en adelante) – Mercado integral y modernización estructural

- Mercado integral de flexibilidad y SSCC
 - Coexistencia de mecanismos de largo plazo (opciones 1D, licitaciones de suministro con flexibilidad, contratos de reserva) con mercados de corto plazo y certificados, en caso de que en las etapas anteriores se haya decidido implementarlos.
 - Integración plena de demanda, almacenamiento y recursos energéticos distribuidos (DER) en predespacho, intradiarios y tiempo real.
- Evaluación continua y adaptación
 - Gobernanza de monitoreo interinstitucional con indicadores de desempeño en flexibilidad, pronósticos y resiliencia.
 - Revisión periódica de metodologías de remuneración y asignación de costos, con posibilidad de ajustes normativos y regulatorios.

VIII Conclusiones

El análisis internacional evidencia que los países más avanzados en flexibilidad han evolucionado hacia esquemas de productos diferenciados y mecanismos de remuneración explícitos, integrados con el despacho de energía y los mercados de corto plazo. En este contexto, la cooptimización entre energía y servicios de flexibilidad se ha consolidado como un elemento central para avanzar hacia sistemas más eficientes y competitivos. Este enfoque permite asignar de manera simultánea y costo-efectiva los recursos disponibles, evitando sobrecontrataciones y reduciendo los costos totales de operación. Al mismo tiempo, entrega señales de precio consistentes que reflejan el valor real de la flexibilidad, incentivando la inversión en tecnologías como almacenamiento, demanda gestionable y ciclos combinados. Asimismo, la cooptimización facilita la integración de energías renovables variables al coordinar el despacho de energía con los requerimientos de rampas, reservas e inercia, y abre espacio a la participación de nuevos actores que pueden valorizar múltiples servicios en un marco único y transparente.

De la revisión de experiencias internacionales también se desprende que la demanda gestionable se ha consolidado como un recurso clave, habilitado a través de programas de respuesta, esquemas de agregación de pequeños consumidores y mecanismos de remuneración específicos. El almacenamiento de energía se reconoce como un recurso multipropósito, capaz de aportar rampas, inercia y reservas en forma simultánea, lo que requiere marcos regulatorios que reflejen adecuadamente su carácter multifuncional. La segmentación de mercados por horizontes temporales (segundos, minutos, horas y días) ha demostrado ser eficaz para integrar recursos diversos de manera costo-efectiva, mientras que la coexistencia de mecanismos de largo plazo con mercados spot brinda estabilidad financiera a los proyectos y preserva señales de eficiencia operativa. De igual forma, la introducción de mercados de desvíos y la asignación de costos de pronósticos a los agentes responsables han emergido como mecanismos clave para alinear incentivos y reducir sobrecostos. Adicionalmente, la digitalización y la transparencia operativa han emergido como habilitadores fundamentales para incrementar la competencia y la participación de nuevos actores, y los sandboxes regulatorios y pilotos se han utilizado exitosamente para acelerar la adopción de innovaciones, reducir la incertidumbre regulatoria y evaluar la pertinencia de mecanismos antes de su masificación.

En el plano nacional, el análisis confirma que la transición energética en curso genera un desafío estructural para el SEN, derivado de la creciente penetración de ERV y el retiro progresivo de unidades térmicas convencionales. Esto ha producido brechas en atributos esenciales de flexibilidad —entendida como la capacidad del sistema para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y la demanda, en distintas escalas de tiempo, de forma segura y costo-efectiva— tales como rampas, reservas de frecuencia e inercia. El diagnóstico nacional muestra que la capacidad flexible disponible es limitada frente a los escenarios proyectados hacia 2025 y 2030. La reducción de recursos iniciales y de reservas provenientes de tecnologías de base obliga a acelerar la incorporación de nuevos recursos como sistemas de almacenamiento, centrales hidráulicas reguladas, convertidores grid-forming y, especialmente, una mayor participación de la demanda gestionable, todos ellos críticos para reducir vertimientos, optimizar el uso de la transmisión y asegurar una operación confiable.

Desde el punto de vista normativo, se constata un esfuerzo sostenido por avanzar en materia de flexibilidad, enmarcado en la Estrategia de Flexibilidad del Ministerio de Energía y en reformas recientes como las leyes N° 21.505 y N° 21.721, que reconocen explícitamente el rol del almacenamiento y la demanda como recursos activos del sistema, junto con las exigencias de las normas técnicas vigentes. Sin embargo, a pesar de estos avances, persisten brechas normativas y técnicas que limitan la plena participación de los recursos flexibles. El marco actual presenta vacíos en la valorización de atributos críticos (como inercia sintética o rampas rápidas), restricciones para la integración activa de la demanda, deficiencias en procedimientos de programación y pronóstico, y carencias en la planificación y remuneración de la transmisión. Asimismo, el marco de distribución carece de herramientas que habiliten almacenamiento, electromovilidad y gestión activa de la demanda.

En consecuencia, se hace necesario avanzar hacia un marco integral de flexibilidad, que combine la definición precisa de atributos y métricas con mecanismos de remuneración estables y competitivos, habilite de manera efectiva a la demanda y al almacenamiento, y promueva la innovación mediante pilotos y esquemas regulatorios adaptativos. En el corto plazo, se requiere priorizar ajustes normativos, mejoras en pronósticos y programación, implementación de pilotos de almacenamiento y demanda, y la evaluación precautoria de mecanismos como 1A-1D y 3A. En el mediano y largo plazo, será fundamental avanzar en las modificaciones legales a los marcos de transmisión y distribución, de modo que ambos segmentos actúen como habilitadores efectivos de la flexibilidad.

En transmisión, se requiere perfeccionar la planificación y los mecanismos de remuneración, incorporando soluciones no tradicionales —como almacenamiento y gestión de demanda—, y dotar al sistema de procedimientos más ágiles para obras urgentes, en coherencia con lo dispuesto por la Ley N° 21.721. En distribución, resulta indispensable modernizar la LGSE y su reglamentación, transitando hacia un modelo basado en desempeño y eficiencia que habilite la integración activa de almacenamiento, electromovilidad y demanda gestionable, junto con señales tarifarias dinámicas y la figura del DSO como operador activo de red.

Finalmente, se enfatiza que la construcción de un mercado integral de flexibilidad debe ser progresiva y condicional, avanzando en cada etapa solo si los pilotos y evaluaciones previas lo justifican. En este marco, la coexistencia de mecanismos de largo plazo (1D), certificados de flexibilidad (CFX), mercados de corto plazo (3A-3B) y un mercado de desvíos constituye la base de un diseño robusto y adaptativo. El éxito de este proceso dependerá de una gobernanza interinstitucional efectiva (CNE, CEN, SEC y Ministerio de Energía), capaz de entregar estabilidad y al mismo tiempo adaptabilidad tecnológica, cerrando brechas normativas, reforzando la confiabilidad del SEN y consolidando una transición energética sustentable, eficiente y competitiva.

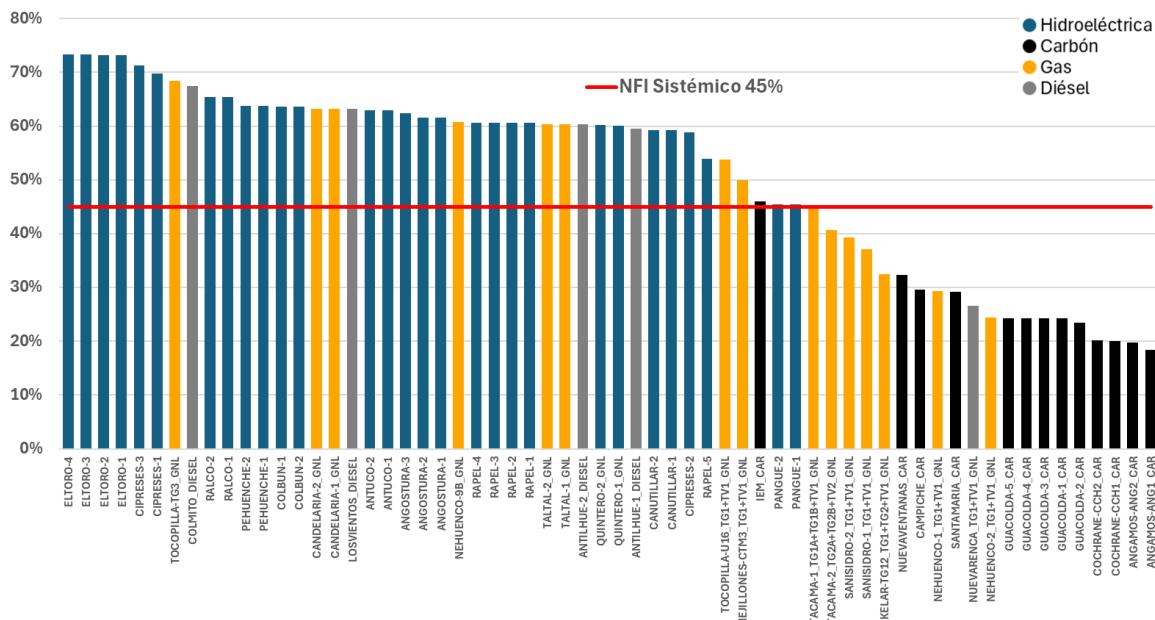
Anexo 1: Atributos de flexibilidad

1. Metricas Globales

1.1. Normalized Flexibility Index (NFI)

Figura 94 ilustra el NFI de cada central generadora, ordenando las unidades de mayor a menor flexibilidad. Una línea roja ha sido incorporada para representar el NFI sistémico, estableciendo un umbral de referencia sobre el promedio de flexibilidad del parque generador. Este gráfico deja en evidencia una marcada heterogeneidad en la capacidad de respuesta de las unidades analizadas. En la parte superior de la gráfica, es posible identificar una serie de unidades que alcanzan niveles de flexibilidad superiores al 70%, lo que sugiere que estas plantas poseen una alta capacidad de ajuste ante cambios en la oferta y la demanda. En contraste, hacia el extremo derecho del gráfico, se observa un grupo de centrales con valores inferiores al 20%, lo que indica una mayor rigidez operativa y, por ende, una menor capacidad de adaptación ante fluctuaciones en el sistema.

Figura 94. NFI por unidad que puede aportar rampa¹¹⁶



Fuente: Elaboración GME

Uno de los aspectos más relevantes que surgen de esta visualización es la diferenciación por tipo de tecnología. Se puede apreciar que las unidades de mayor flexibilidad corresponden, en su mayoría, a centrales de gas natural o unidades diésel, mientras que las de menor NFI están asociadas principalmente a generación a carbón. Este hallazgo resulta consistente con la naturaleza técnica de estas tecnologías, ya que las plantas de

¹¹⁶ Fuente : Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

ciclo combinado y diésel suelen contar con tiempos de respuesta más rápidos y mayores tasas de rampa en comparación con las unidades a carbón, que históricamente han operado bajo esquemas de generación base con menor margen de ajuste.

Otro punto de interés que resalta la figura es la ubicación del NFI sistémico, que se sitúa en torno al 45%. Esta línea roja indica que aproximadamente la mitad del parque generador opera con un nivel de flexibilidad superior al promedio del sistema, mientras que la otra mitad presenta valores más bajos. Este dato es crucial, ya que sugiere que una porción importante de la capacidad instalada no posee las condiciones óptimas para aportar en la regulación y balanceo del sistema. Esta limitación podría generar desafíos operacionales en momentos de alta penetración renovable o en situaciones de contingencia, donde la capacidad de respuesta rápida del sistema se vuelve esencial para garantizar la estabilidad de la red.

Para complementar este análisis, la Figura 95 presenta un diagrama de dispersión que relaciona la potencia máxima de cada unidad con su respectivo NFI. A través de esta visualización, es posible identificar tendencias y correlaciones entre la magnitud de las unidades generadoras y su nivel de flexibilidad.

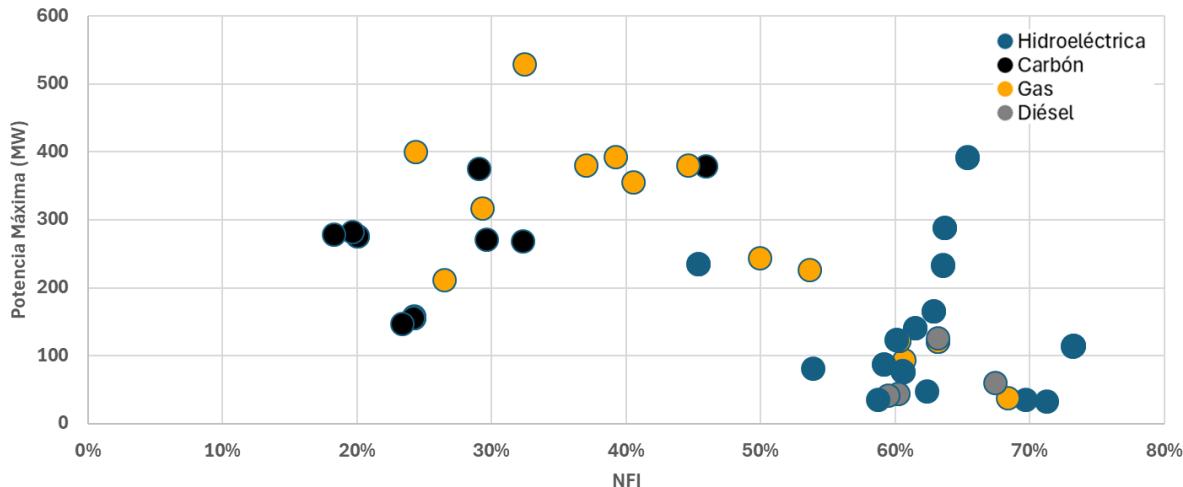
Uno de los hallazgos más relevantes de este gráfico es la ausencia de una relación directa entre la potencia instalada y el NFI. Se pueden observar casos en los que unidades de gran tamaño presentan bajos niveles de flexibilidad, mientras que algunas plantas de menor capacidad exhiben valores significativamente más altos. Esto sugiere que la flexibilidad no depende únicamente de la escala de la unidad, sino que está determinada por una combinación de factores operativos, tecnológicos y de diseño.

Asimismo, se pueden identificar grupos de unidades con comportamientos similares, lo que refuerza la idea de que la tecnología empleada juega un papel determinante en la flexibilidad del sistema. Mientras que las unidades de gas natural tienden a ubicarse en la parte alta del gráfico, las plantas de carbón se concentran en la parte inferior. Otro aspecto destacable de este análisis es la presencia de unidades con baja flexibilidad y alta potencia instalada, lo que representa un potencial reto para la operación del sistema eléctrico. La existencia de grandes bloques de generación con baja capacidad de ajuste podría limitar la capacidad del sistema para responder de manera eficiente a eventos inesperados, lo que podría derivar en mayores costos de operación o incluso en riesgos de estabilidad en la red.

En términos generales, el análisis del NFI sistémico permite obtener una visión clara sobre la distribución de la flexibilidad dentro del parque generador chileno. La marcada disparidad en los valores observados sugiere que existen oportunidades para optimizar la operación de ciertas unidades y mejorar la integración de tecnologías más flexibles. Esto podría lograrse mediante estrategias regulatorias, incentivos para la modernización de centrales existentes o la incorporación de nuevos recursos que aporten mayor capacidad de respuesta en tiempo real.

Desde una perspectiva de planificación, estos resultados tienen implicaciones directas en el diseño de la futura matriz energética del país. La necesidad de contar con una generación más flexible se vuelve cada vez más relevante en el contexto de la transición energética, donde se espera una mayor participación de fuentes renovables y una reducción progresiva del uso de tecnologías convencionales de baja flexibilidad.

Figura 95. Dispersión de Potencia Máxima vs NFI¹¹⁷



Fuente: Elaboración GME

1.2. NFI por tecnología - 2024

En este capítulo, se han recopilado y procesado datos de las principales centrales generadoras del país, utilizando la información publicada en el Informe de Servicios Complementarios de diciembre de 2024¹¹⁸, donde se relevan las rampas declaradas por cada planta. A partir de estos datos, se ha calculado el NFI por unidad y por tipo de tecnología, lo que permite obtener una visión detallada del desempeño de la flota generadora en términos de flexibilidad.

1.2.1. Carbón

La Tabla siguiente presenta el análisis de flexibilidad para las centrales termoeléctricas a carbón, que en conjunto suman una capacidad instalada de 3,159 MW. Dentro de este grupo, se observa una marcada diferencia en los niveles de flexibilidad reportados por cada planta.

La unidad IEM_CAR destaca por presentar el mayor porcentaje de capacidad flexible (45.9%), lo que indica que esta central tiene una mayor capacidad de respuesta a cambios en la demanda o en la disponibilidad de otras fuentes de generación.

En el extremo opuesto, la mayoría de las unidades de Guacolda muestran valores de flexibilidad en torno al 24%, lo que sugiere una menor capacidad de ajuste ante variaciones en el sistema.

En términos agregados, el parque a carbón en Chile presenta un nivel de 45.9% de capacidad flexible y 26.0% de capacidad no flexible, y una flexibilidad global del 28.4% lo que indica que una parte importante de estas unidades aún enfrenta limitaciones para

¹¹⁷ Fuente : Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

¹¹⁸<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/isscc/ano-2024/anexos-isscc2024/2024-12-24/>

participar en servicios de ajuste y regulación del sistema eléctrico.

Tabla 32. NFI – Carbón¹¹⁹

Carbón	Capacidad (MW)	Flexible	No Flexible
ANGAMOS-ANG1_CAR	277		22.8%
ANGAMOS-ANG2_CAR	281		25.8%
CAMPICHE_CAR	270		29.6%
COCHRANE-CCH1_CAR	275		23.8%
COCHRANE-CCH2_CAR	275		23.8%
GUACOLDA-1_CAR	154		24.2%
GUACOLDA-2_CAR	145		23.4%
GUACOLDA-3_CAR	154		24.2%
GUACOLDA-4_CAR	154		24.2%
GUACOLDA-5_CAR	156		24.2%
IEM_CAR	377	45.9%	
NUEAVENTANAS_CAR	267		32.2%
SANTAMARIA_CAR	374		29.0%
Flexibilidad Carbón	28.4%	45.9%	26.0%
Total Carbón (MW)	3159	377	2782

Fuente: Elaboración propia

1.2.2. Diésel

La siguiente tabla presenta el análisis de flexibilidad para las centrales de generación a diésel, que en conjunto suman una capacidad instalada de 3533 MW. Esta tecnología se caracteriza por su rápida capacidad de respuesta y su uso en escenarios de respaldo o como generación complementaria en momentos de alta demanda o baja disponibilidad de otras fuentes.

El parque diésel muestra un 53.6% de capacidad flexible, reflejando su papel estratégico en la regulación del sistema. Dentro del grupo de unidades analizadas, Colmito_DIESEL y Tocopilla-TG3_DIESEL destacan con los mayores valores de flexibilidad, alcanzando 67.3% y 68.1%, respectivamente. Por otro lado, unidades como San Isidro-2_TG1+TV1_DIESEL presentan valores de flexibilidad considerablemente más bajos (16.9%), lo que sugiere una operación más restringida en términos de ajuste de carga.

Se observa también una tendencia en la que las unidades de ciclo combinado, tienden a tener menores niveles de flexibilidad en comparación con las unidades de turbina de gas en ciclo simple, debido a las restricciones operativas impuestas por la integración del ciclo de vapor. Un ejemplo claro de esto es la unidad ATACAMA-2_TG2A+TG2B+TV2_DIESEL, que presenta un 44.3% de capacidad no flexible, en contraste con las unidades de turbina de gas en ciclo simple que se encuentran en torno al 55%-60% de flexibilidad.

En términos agregados, el parque diésel presenta una flexibilidad global del 45.1%, con un 27.6% de capacidad no flexible, lo que indica que, si bien una proporción significativa de estas unidades puede participar activamente en la regulación del sistema, aún existen limitaciones en ciertos grupos tecnológicos que podrían afectar su contribución a los servicios de ajuste.

¹¹⁹ Fuente : Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

Tabla 33. NFI – Diésel¹²⁰

Diésel	Capacidad (MW)	Flexible	No Flexible
ANTILHUE-1_DIESEL	40	59.4%	
ANTILHUE-2_DIESEL	42	60.1%	
ATACAMA-1_TG1A_DIESEL	115	55.2%	
ATACAMA-1_TG1A+0.5TV1_DIESEL	179	52.0%	
ATACAMA-1_TG1A+TG1B+TV1_DIESEL	360	49.7%	
ATACAMA-1_TG1B+0.5TV1_DIESEL	180	58.2%	
ATACAMA-2_TG2A_DIESEL	110	55.5%	
ATACAMA-2_TG2A+0.5TV2_DIESEL	168	45.2%	
ATACAMA-2_TG2A+TG2B+TV2_DIESEL	334		44.3%
ATACAMA-2_TG2B+0.5TV2_DIESEL	162	45.1%	
COLMITO_DIESEL	58	67.3%	
LOSVIENTOS_DIESEL	125	63.0%	
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_DIESEL	242	49.8%	
NUEVARENCA_TG1+TV1_DIESEL	210		22.6%
SANISIDRO-1_TG1+TV1_DIESEL	310		23.6%
SANISIDRO-2_TG1+TV1_DIESEL	305		16.9%
TALTAL-1_DIESEL	112	60.0%	
TALTAL-2_DIESEL	112	62.1%	
TOCOPILLA-TG3_DIESEL	36	68.1%	
TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_DIESEL	332	52.1%	
Flexibilidad Diésel	45.1%	53.6%	27.6%
Total Diésel	3533	2374	1159

Fuente: Elaboración propia

1.2.3. Gas Natural

La siguiente tabla presenta el análisis de flexibilidad para las centrales de generación a gas natural, que en conjunto suman una capacidad instalada de 5,453 MW. Esta tecnología desempeña un papel clave en la transición energética, ya que ofrece una mayor flexibilidad operativa en comparación con otras fuentes térmicas convencionales.

El parque a gas natural presenta una flexibilidad global del 43.4%, con un 56.1% de capacidad flexible y un 34.9% de capacidad no flexible. Dentro de las unidades analizadas, Tocopilla-TG3_GNL y Colmito_GNL destacan con los mayores valores de flexibilidad, alcanzando 68.1% y 67.2%, respectivamente, lo que indica una alta capacidad de respuesta ante variaciones en la demanda del sistema. En contraste, unidades como Nehuenco-2_TG1+TV1_GNL y Kelar-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL presentan valores significativamente bajos de flexibilidad, con 24.2% y 32.3%, respectivamente, lo que sugiere mayores restricciones operativas.

Al igual que en otras tecnologías, se observa que las unidades de ciclo combinado (TG + TV) tienden a presentar menor flexibilidad en comparación con las unidades de turbina de gas en ciclo simple, debido a las limitaciones asociadas a la operación de la turbina de vapor. Por ejemplo, Nehuenco-1_TG1+TV1_GNL, Nehuenco-2_TG1+TV1_GNL y San Isidro-2_TG1+TV1_GNL tienen valores de flexibilidad inferiores al 40%, mientras que las unidades Candelaria-1_GNL y Candelaria-2_GNL, que operan con turbinas de gas en ciclo

¹²⁰ Fuente : Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

simple, alcanzan un 63% de flexibilidad.

En términos generales, el parque a gas natural muestra una mayor flexibilidad que otras tecnologías térmicas como el carbón, aunque existen variaciones importantes entre unidades. El análisis sugiere que algunas plantas podrían requerir ajustes operacionales o inversiones en infraestructura para mejorar su desempeño en términos de flexibilidad.

Tabla 34. NFI – Gas Natural¹²¹

Gas Natural	Capacidad (MW)	Flexible	No Flexible
ATACAMA-1_TG1A_GNL	115	52.7%	
ATACAMA-1_TG1A+0.5TV1_GNL	179	48.9%	
ATACAMA-1_TG1A+TG1B+TV1_GNL	378		44.4%
ATACAMA-1_TG1B+0.5TV1_GNL	180	55.8%	
ATACAMA-2_TG2A_GNL	110	52.7%	
ATACAMA-2_TG2A+0.5TV2_GNL	168		39.8%
ATACAMA-2_TG2A+TG2B+TV2_GNL	354		40.4%
ATACAMA-2_TG2B+0.5TV2_GNL	162		39.7%
CANDELARIA-1_GNL	120	63.0%	
CANDELARIA-2_GNL	120	63.0%	
COLMITO_GNL	58	67.2%	
KELAR-TG12_TG1+TG2+TV1_GNL	528		32.3%
MEJILLONES-CTM3_TG1+TV1_GNL	242	49.8%	
NEHUENCO-1_TG1_GNL	206	53.1%	
NEHUENCO-1_TG1+TV1_GNL	315		29.1%
NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL	398		24.2%
NEHUENCO-9B_GNL	92	60.4%	
SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL	379		36.8%
TALTAL-1_GNL	121	60.0%	
TALTAL-2_GNL	121	60.0%	
TOCOPILLA-TG3_GNL	36	68.1%	
TOCOPILLA-U16_TG1+TV1_GNL	225	53.4%	
NUEVARENCA_TG1+TV1_GNL	210		26.2%
QUINTERO-1_GNL	122	59.8%	
QUINTERO-2_GNL	122	59.8%	
SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL	391		38.9%
Flexibilidad GNL	43.4%	56.1%	34.9%
Total GNL	5453	2170	3283

Fuente: Elaboración propia

1.2.4. Hidroeléctricas

Finalmente, la siguiente tabla presenta el análisis de flexibilidad para las centrales hidroeléctricas, que en conjunto suman una capacidad instalada de 4042 MW. La generación hidroeléctrica juega un rol importante en el SEN debido a su capacidad de respuesta rápida y su contribución a la estabilidad de frecuencia. Su flexibilidad operativa permite gestionar de manera eficiente la variabilidad de la demanda y complementar la generación renovable variable.

El parque hidroeléctrico presenta una flexibilidad global del 61.7%, con un 63.9% de capacidad flexible y un 44.9% de capacidad no flexible. Entre las unidades con mayor

¹²¹ Fuente : Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

flexibilidad se encuentran El Toro-3 y El Toro-4, con valores de 72.8%, seguidas por El Toro-1 y El Toro-2, con 72.7%. Esto indica que estas centrales cuentan con una alta capacidad de ajuste ante fluctuaciones en el sistema, lo que las convierte en actores clave para la regulación de frecuencia y la provisión de servicios complementarios. Por otro lado, las unidades Pangue-1 y Pangue-2 presentan los niveles más altos de capacidad no flexible, con un 44.9%, lo que sugiere ciertas restricciones operativas, por ejemplo, mantener niveles de influjos para fines turísticos y ambientales lo cual regula su caudal operativo.

A nivel general, las hidroeléctricas muestran una flexibilidad significativamente mayor en comparación con otras tecnologías térmicas como carbón o gas natural, lo que reafirma su rol central en la estabilidad del SEN. No obstante, existen variaciones entre unidades que pueden responder a la diferencia entre centrales de embalse y de pasada. Las primeras tienden a ofrecer una mayor flexibilidad, ya que pueden almacenar agua y modular su generación según las necesidades del sistema, mientras que las segundas dependen del caudal natural del río, lo que puede generar restricciones en su operación.

Tabla 35. NFI – Hidroeléctricas¹²²

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Flexible	No Flexible
ANGOSTURA-1	139	61.1%	
ANGOSTURA-2	139	61.1%	
ANGOSTURA-3	46	62.0%	
ANTUCO-1	165	62.5%	
ANTUCO-2	164	62.5%	
CANUTILLAR-1	86	58.8%	
CANUTILLAR-2	86	58.8%	
CIPRESES-1	34	69.3%	
CIPRESES-2	33	58.3%	
CIPRESES-3	31	70.8%	
COLBUN-1	231	63.1%	
COLBUN-2	232	63.1%	
ELTORO-1	113	72.7%	
ELTORO-2	113	72.7%	
ELTORO-3	113	72.8%	
ELTORO-4	113	72.8%	
PANGUE-1	234		44.9%
PANGUE-2	234		44.9%
PEHUENCHE-1	287	63.2%	
PEHUENCHE-2	286	63.2%	
RALCO-1	390	64.9%	
RALCO-2	391	64.9%	
RAPEL-1	76	60.0%	
RAPEL-2	76	60.0%	
RAPEL-3	75	60.0%	
RAPEL-4	75	60.0%	
RAPEL-5	80	53.3%	
Flexibilidad Hidroeléctricas	61.7%	63.9%	44.9%
Total Hidroeléctricas	4042	3575	467

Fuente: Elaboración propia

El análisis del Índice de NFI en el SEN evidencia una marcada diferencia en la capacidad

¹²² Fuente : Anexos Informe de SSCC 2024 - Versión Diciembre 2024 - <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.24-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

de respuesta de las distintas tecnologías de generación. La creciente participación de energías renovables

variables, como la solar y la eólica, impone desafíos significativos para la estabilidad del sistema, haciendo esencial la capacidad del parque generador para adaptarse a cambios en la oferta y la demanda.

Los resultados muestran que la flexibilidad no depende exclusivamente del tamaño de la unidad generadora, sino que está influenciada por su tecnología y diseño operativo. Las centrales de diésel y gas natural destacan por sus altos niveles de flexibilidad, con valores cercanos al 50-60%, mientras que el carbón presenta las mayores restricciones, con una flexibilidad global de apenas 28%, limitando su capacidad de ajuste en un sistema que demanda mayor rapidez de respuesta. Por otro lado, el parque hidroeléctrico muestra la mayor flexibilidad global, con un 62%, aunque existen diferencias significativas según el tipo de embalse y su capacidad de regulación del recurso hídrico.

Desde una perspectiva de planificación, estos resultados refuerzan la necesidad de adoptar estrategias que mejoren la flexibilidad del sistema. La modernización de ciertas unidades térmicas y el desarrollo de tecnologías de almacenamiento energético pueden contribuir a mejorar la respuesta del sistema ante escenarios de alta variabilidad. Asimismo, la implementación de mercados de flexibilidad y servicios complementarios podría incentivar la participación de unidades con mayor capacidad de ajuste garantizando la estabilidad operativa del SEN en el futuro.

2. Inercia

2.1. Revisión inercias del Norte Grande

Dado el incremento de generación renovable en el SEN, junto con el respectivo desplazamiento de la generación a carbón y, por otro lado, considerando que toda la generación renovable es de tecnología Grid Following (es decir, sin inercia sintética), siendo necesario un análisis de la estabilidad de la frecuencia ante un evento de Severidad 5.

La siguiente expresión permite calcular el valor de inercia sistémica mínima, para un desbalance de potencia ΔP y una variación de frecuencia df/dt , considerando una inercia sistémica concentrada:

$$H_{sistema} = \frac{\Delta P}{2 * df/dt} * f_{nominal}$$

El máximo desbalance de potencia ΔP considerando un evento de Severidad 5, es igual a -400 MW (correspondiente a la pérdida de la unidad IEM). Por otro lado, considerando que el Artículo 3-11 de la NTSyCS, establece una máxima tasa de variación de la frecuencia de 2 Hz/s (valor límite previo a la desconexión de generación por RoCoF, y a su vez, teniendo en cuenta que actualmente existe una actuación del EDAC definido en 0.6 Hz/s (supervisados por umbrales de frecuencia absoluta igual a 49.0 Hz y 48.8 Hz), se establece que el valor máximo de la tasa de variación de frecuencia df/dt es igual a 0.6 Hz/s. Considerando esta hipótesis de RoCoF límite y la ecuación antes presentada, el valor de inercia sistémica mínima es igual a 16.67 GVAs.

Los escenarios analizados en este estudio contienen una inercia sistémica que excede

ampliamente este valor mínimo, en parte porque aún en una condición de alta penetración renovable, se mantiene en despacho un importante número de unidades sincrónicas. De este modo para escenario operativos 2025 se tiene lo siguiente:

Tabla 36. Inercia sistémica escenarios 2025¹²³

Escenarios 2025	Inercia (GVAs)
Laboral dda alta	32.16
Laboral dda baja	42.5
Laboral dda media	28.5
Domingo Dda baja	38.5
Domingo Dda alta	52.5
Domingo Dda alta	30.7
Max renovable	27
Min renovable	58.8

Fuente: Elaboración GME

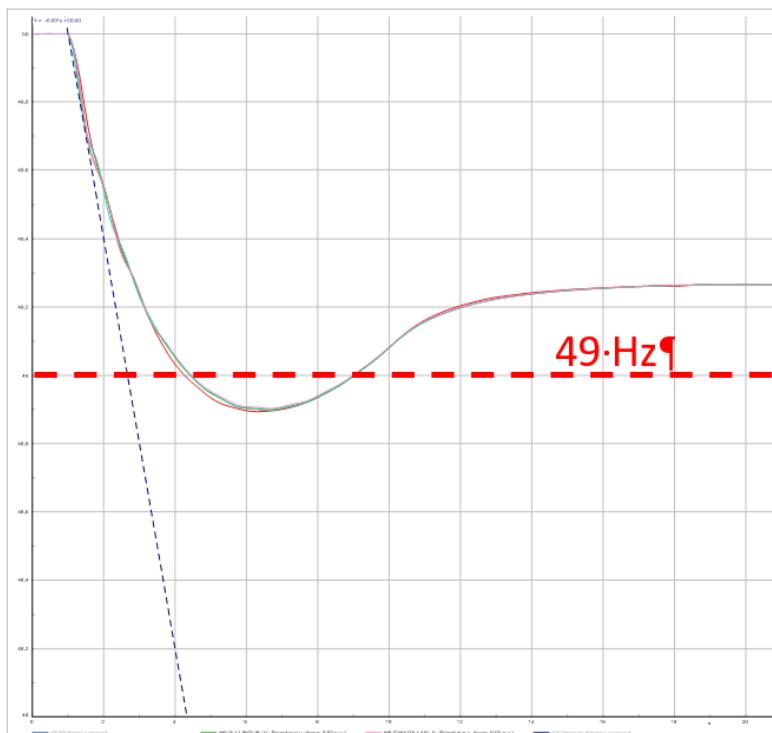
En escenarios futuros de mediano plazo (2030) si bien se considera un retiro en teoría total de unidades de carbón, se considera al mismo tiempo la instalación de compensadores sincrónicos, para aportar entre otras cosas inercia sistémica (también agregan rigidez eléctrica al sistema a partir de su aporte de cortocircuito) con lo cual tampoco existirán problemas de flexibilidad asociada inercia en dicho horizonte futuro.

Recién en un escenario futuro de largo plazo (2035) donde se proyecta el retiro de la totalidad de unidades térmicas, se podrían alcanzar valores más desafiantes de inercia sistémica en escenarios de baja disponibilidad hidráulica (menos unidades hidro en servicio).

Con la finalidad de observar un RoCoF máximo en un escenario de muy baja inercia se partió del escenario de máxima generación renovable 2025 (inercia sistémica de 27 GVAs, según la tabla anterior) y se redujo aún más la generación sincrónica, definiendo un escenario muy conservador de 25 GVAs. En esta condición, se forzó la salida de servicio de la unidad IEM U1 despachada en 400 MW. A continuación, se muestra el gráfico de velocidades de respuesta de distintas unidades sincrónicas repartidas a lo largo del SEN. A su vez, se grafica una recta cuya pendiente corresponde a 0.6 Hz/s. Puede observarse que, las variaciones de velocidad de las unidades se encuentran por debajo del límite. Asimismo, en caso de que la velocidad de alguna unidad en particular posea una variación inicial mayor a 0.6 Hz/s, puede observarse que esta no estaría en el orden de los 49 Hz (supervisión de la actuación del EDAC a la derivada de frecuencia).

¹²³ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIGSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

Figura 96 Variación de velocidades sincrónicas ante la pérdida de 400 MW de generación.¹²⁴



Fuente: Elaboración GME

A partir de este análisis, se concluye que, en todos los escenarios analizados, al menos en escenario de corto y mediano plazo, el RoCoF del SEN se encuentra por debajo de 0.6 Hz/s, es decir, no se aprecian desafíos de flexibilidad relacionados a inercia sistémica en el SEN.

Asimismo, visto de otro modo, se puede concluir también, que al menos en el corto plazo, no resulta necesario contar con regulación rápida de frecuencia (RRF). Es decir, no se necesita de manera imprescindible, por el momento, de dispositivos que aporten su máxima potencia en el rango temporal inmediatamente posterior al efecto inercial (tiempo de actuación de RRF= 1 s).

3. Reservas

3.1. Reserva primaria de frecuencia en el SEN

En el caso del sistema chileno, el análisis de la reserva de potencia para la regulación primaria de frecuencia asociado a contingencias contempla el aporte de potencia en dos tiempos distintos. Por un lado, se determina el aporte de potencia a los 10 s de producida la perturbación. Este aporte resulta de interés para evitar el decaimiento de la frecuencia a un valor igual o menor que 48.9 Hz (nadir límite), siendo este el primer escalón de actuación por valor absoluto de la frecuencia del sistema EDAC. Luego, se requiere que,

¹²⁴ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIGSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

en un tiempo máximo de 300 segundos, la frecuencia se encuentre por encima de 49.3Hz.

A partir del Informe de Servicios Complementarios Año 2025 realizado por el CEN, se obtienen los datos contenidos en Tabla 37 y Tabla 38. Estas contemplan la reserva de potencia necesaria a los 10 segundos y a los 300 segundos respectivamente. Se observa como la reserva primaria a los 10 s depende de la inercia sistémica.

Tabla 37. Reserva Requerida a los 10 segundos en función de la generación bruta del SEN y la inercia sistémica, generación desconectada 400 MW¹²⁵.

Gx Bruta Total SEN [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]						
	30	35	40	45	50	55	60
7500	331	281	244	217	195	177	162
8000	309	263	229	203	182	166	152
8500	290	247	215	191	172	156	143
9000	273	232	203	180	162	147	135
9500	258	220	192	171	154	140	128
10000	244	209	182	162	146	133	122
10500	232	199	174	154	139	127	116
11000	222	189	166	147	133	121	111
11500	212	181	159	141	127	116	106
12000	203	174	152	135	122	111	102
12500	195	167	146	130	117	107	98

Fuente: CEN

Tabla 38. Reserva Requerida a los 300 segundos en función de la generación bruta del SEN y la potencia desconectada.

Generación Bruta Total SEN [MW]	Aporte CPF+ para CPF@5min [MW]		
	P Desc. 400 [MW]	P Desc. 350 [MW]	P Desc. 300 [MW]
7500	307	254	202
8000	300	248	195
8500	293	241	188
9000	286	234	182
9500	280	227	175
10000	273	221	168
10500	266	214	161
11000	259	207	155
11500	253	200	148
12000	246	194	141
12500	239	187	134

Fuente: CNE

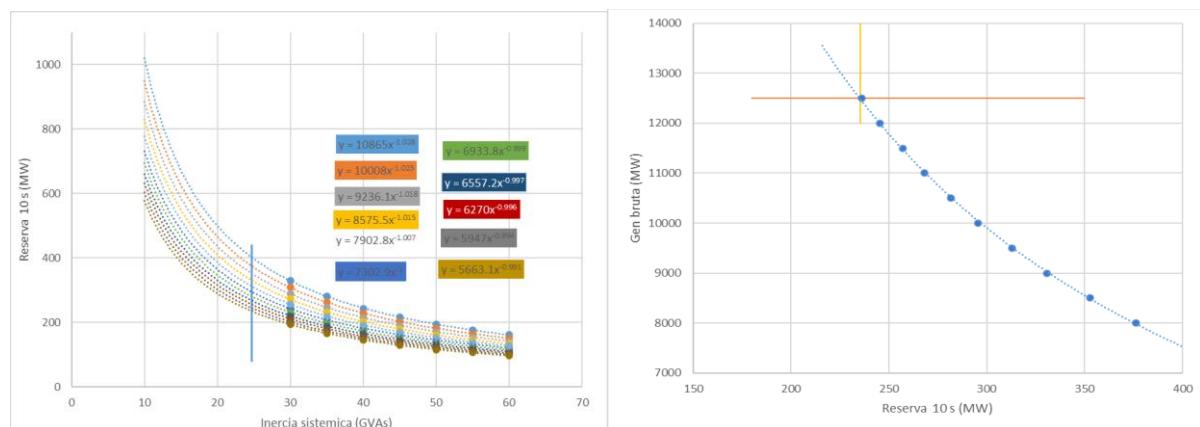
125 Informe de SSCC 2025 Versión Definitiva – Diciembre 2024:
<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/isscc/ano-2025/informe-de-sscc-2025-version-definitiva-diciembre-2024/informe-de-sscc-2025-version-definitiva-diciembre-2024-informe-de-sscc-2025-version-definitiva-diciembre-2024>

Se muestra a continuación la aplicación de dichas tablas y el consiguiente dimensionamiento de reserva primaria de contingencia para casos operativos conservativos de baja inercia construidos a partir de escenarios reales 2025, con el fin de mostrar de manera directa que el sistema chileno es flexible en cuanto a reserva primaria se refiere dado que, aun en los escenarios de muy alta penetración renovable, cuenta con recursos suficientes para completar los montos de reserva primaria necesarios.

Es cierto, no obstante, que a medida que la generación térmica, vaya quedando fuera de servicio, solo estaban disponibles los recursos de generación hidroeléctrica en lo que se refiere a generación sincrónica con aporte estándar de RPF (governor con droop). En dicho horizonte y con escenarios de baja hidraulicidad, será necesario cada vez más el aporte de RPF por parte de la generación renovable, utilizando, en muchos casos la ayuda de sistemas BESS que están siendo instalados en conjunto con los parques justamente con el fin de ofrecer distintos servicios complementarios al sistema.

Debido a que la inercia sistémica y la generación bruta del sistema, en los escenarios 2025 analizados, difiere de lo establecido en las tablas anteriores, se extrapolaron los valores para determinar la reserva a los 10 s y a los 300 s en cada escenario estudiado considerando curvas de extrapolación como las mostradas a continuación:

Figura 97. Extrapolación para la obtención de la reserva requerida en cada escenario operativo



Fuente: Elaboración GME

En la siguiente tabla se mencionan los resultados obtenidos para dos escenarios representativos, uno nocturno y otro diurno de baja inercia y disparo de la unidad IEM despachada a máxima potencia.

Tabla 39. Reservas de potencia necesarias en escenarios analizados.

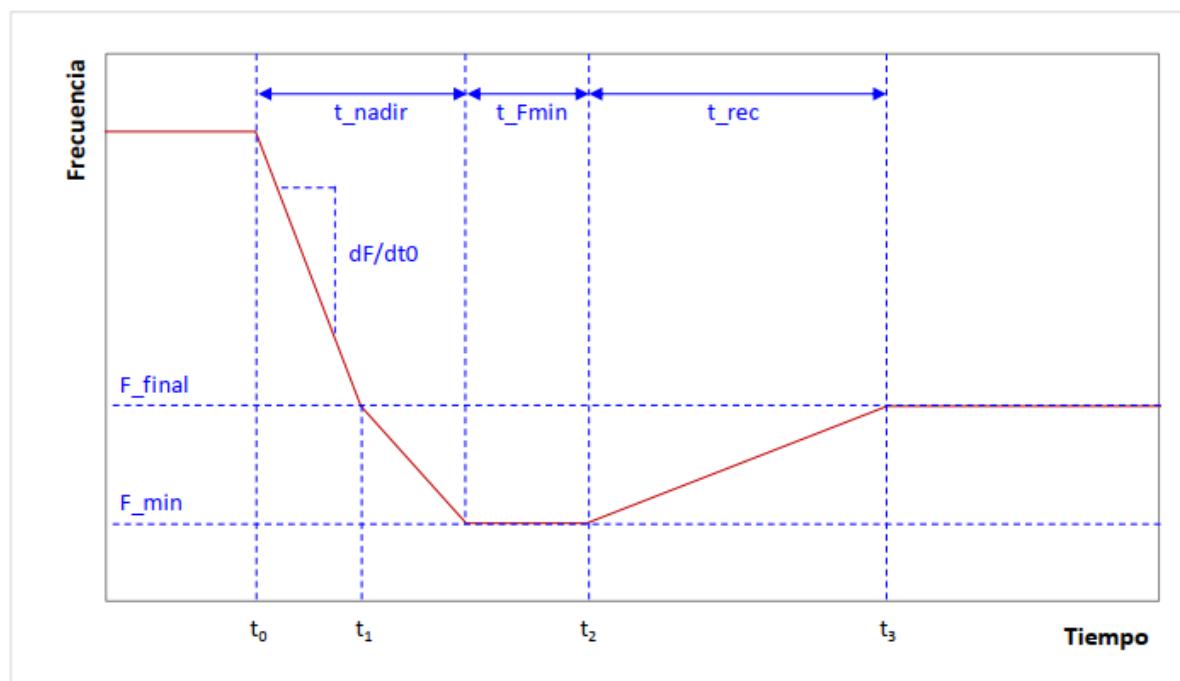
Escenario de Operación	Inercia Sistémica [GVAs]	Generación Total [MW]	Reserva necesaria 10 s [MW]	Reserva necesaria 300 s [MW]
1- Escenario diurno Desconexión 400 MW IEM	24.5	13,200	235	233
2- Escenario nocturno	23.4	10,000	329	273

Desconexión 400 MW IEM

3.2. Aporte de potencia de las distintas unidades del SEN

Con la finalidad de cuantificar la reserva de potencia obtenida por cada unidad a los 10 segundos y 300 segundos, se analizó la respuesta de las distintas unidades del SEN mediante la utilización de un banco de pruebas en el entorno de simulación DigSilent Power Factory. Este último consiste en una fuente de tensión ideal conectada en bornes del lado AT del transformador de potencia de la unidad que se desee testear. La fuente de tensión produce la variación de frecuencia que se puede observar en el siguiente gráfico. Esta señal de frecuencia presenta las características más exigentes admitidas por la Norma Técnica ante una contingencia simple. En particular, el nadir se ubica en 48.9 Hz (coincidente con la frecuencia de activación del primer escalón de corte de carga) y la frecuencia final en 49.3 Hz, en línea con el artículo 5-25 de la Norma Técnica.

Figura 98. Perfil de frecuencia estandarizado para evaluar el aporte de potencia a los 10 s y a los 300 s.¹²⁶



En la siguiente tabla se resumen los valores de los distintos parámetros que se observan en la Figura 98.

Tabla 40. Parámetros del perfil de frecuencia estandarizado.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
Df/dt0	RoCoF inicial	-0.5	Hz/s
T_nadir	Tiempo al nadir	10	s

¹²⁶ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIGSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

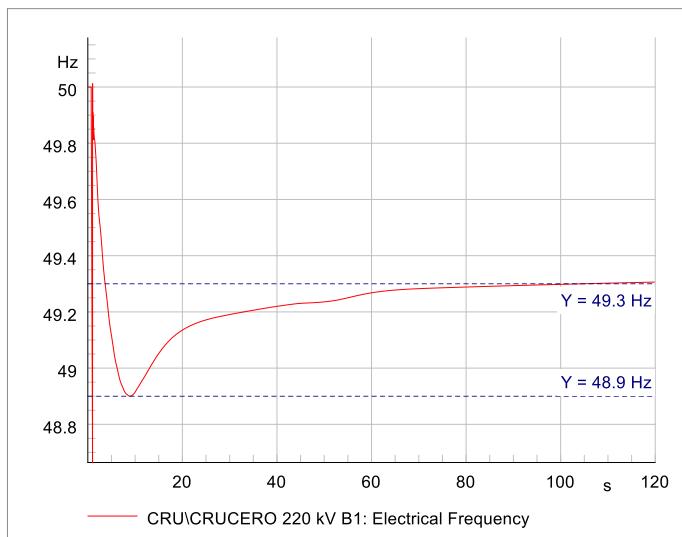
F_min	Nadir	48.9	Hz
T_Fmin	Tiempo duración en nadir	1	s
T_rec	Tiempo de recuperación	20	s
F_final	Frecuencia final	49.3	Hz

De este modo se completó la reserva requerida empleando distintas combinaciones de unidades térmicas e hidráulicas. Se consideró también el posible aporte de potencia por parte de sistemas BESS. Las simulaciones realizadas consisten en la desconexión intempestiva de la generación IEM, por un monto de 400 MW en escenarios diurno (1) y nocturno (2).

Los siguientes gráficos muestran la frecuencia del sistema (medida en el nodo Crucero 220 kV) y el aporte de potencia de los sistemas BESS y de plantas de distintas tecnologías. Puede observarse que los BESS inyectan potencia con mayor velocidad que las plantas convencionales.

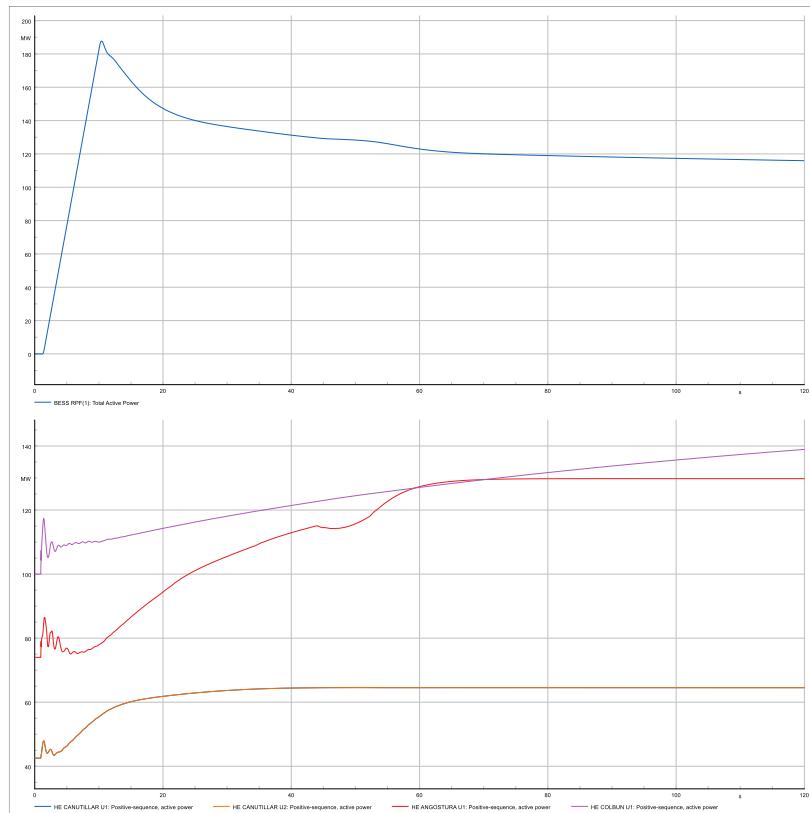
Escenario 1 – Resultados

Figura 99. Frecuencia medida¹²⁷



¹²⁷ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIGSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

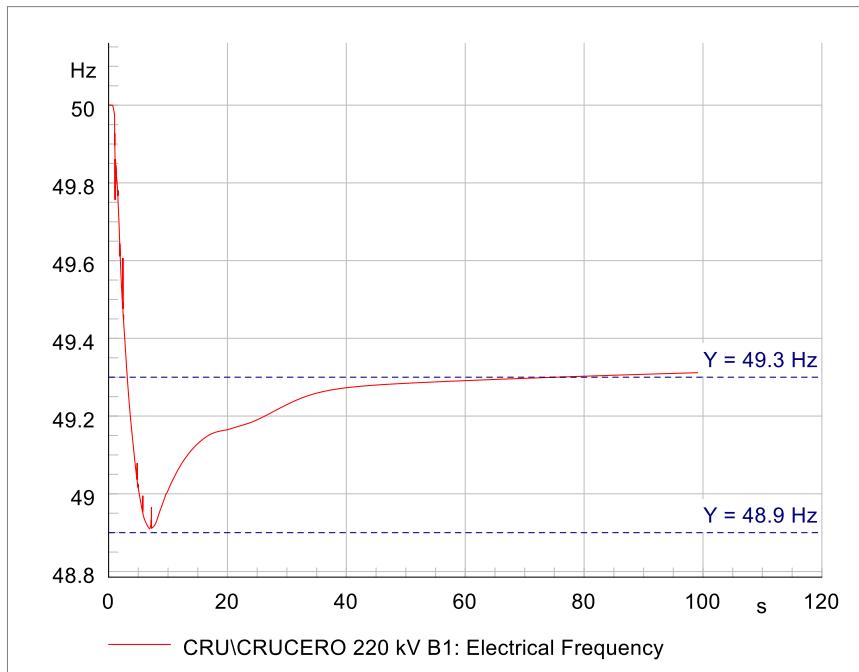
Figura 100. Aporte total de potencia.¹²⁸



Escenario 2 – Resultados

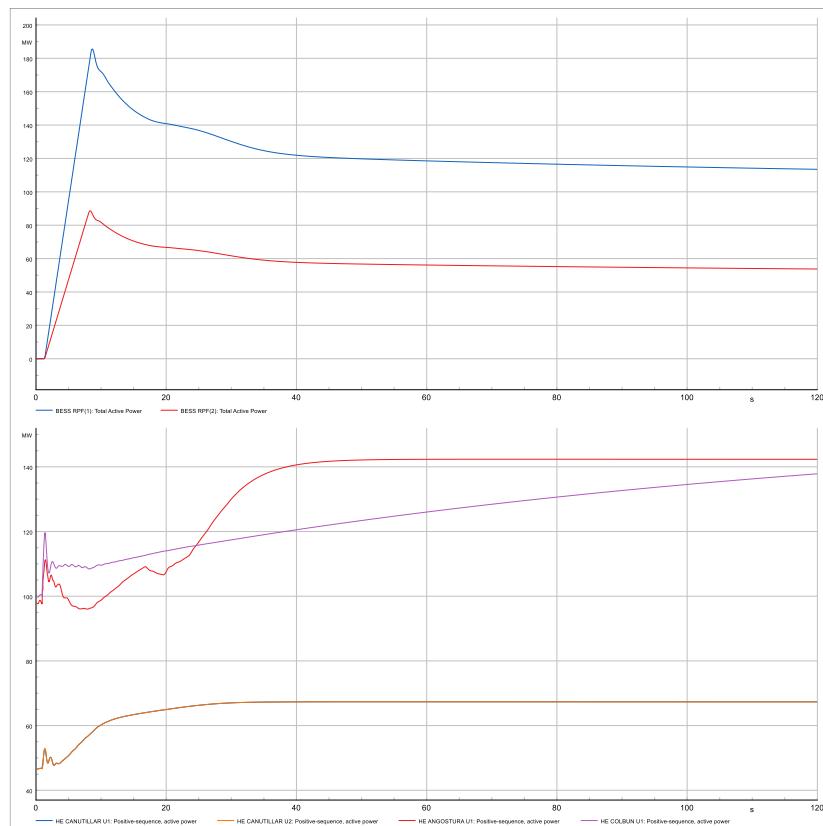
¹²⁸ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIgSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

Figura 101. Frecuencia medida.¹²⁹



¹²⁹ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIgSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

Figura 102. Aporte total de potencia.¹³⁰



4. Rampas

4.1. Análisis rampas subida horaria por tecnología

A continuación, revisaremos las mayores rampas horarias de subida de cada día entre 2021 y 2024. y el aporte de cada tecnología de generación en estas rampas. En las siguientes figuras se observan las máximas rampas netas de subida de una hora considerando, por un lado, únicamente el aporte de la demanda y la generación solar (Ramp_Sol), y por otro, la combinación de generación eólica, solar y demanda (Ramp). Esto se debe a que, en general, las rampas más pronunciadas ocurren al atardecer, cuando la generación solar cae rápidamente con la puesta del sol. En contraste, la generación eólica presenta una variabilidad más aleatoria. Por esta razón, resulta conveniente analizar el aporte del viento por separado, ya que puede tanto mitigar como intensificar las rampas de subida.

¹³⁰ Fuente: Bases de datos del SEN en formato DIgSILENT PowerFactory - <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/2025/>

Figura 103. Máximas rampas de subida diaria año 2021¹³¹

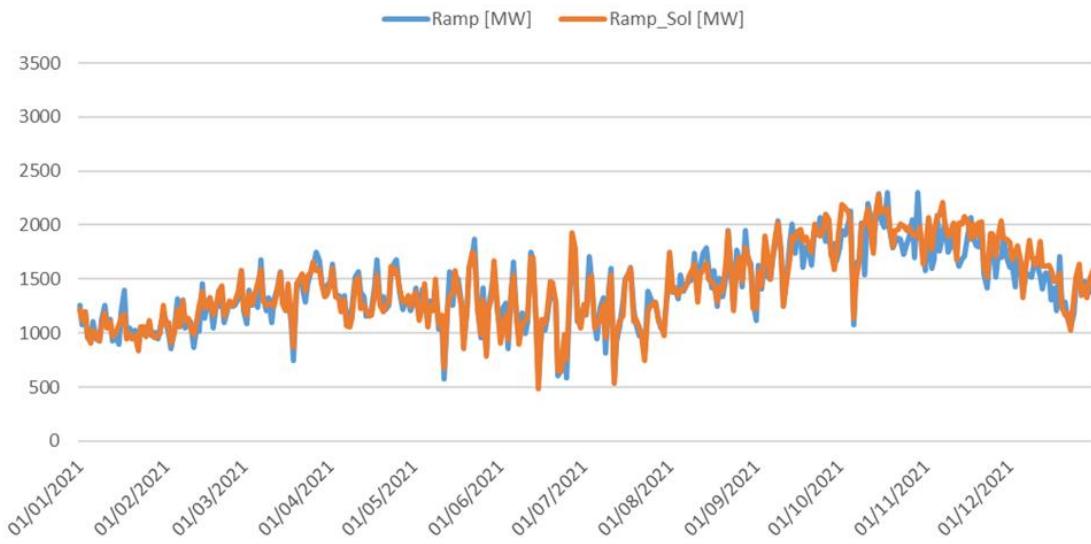
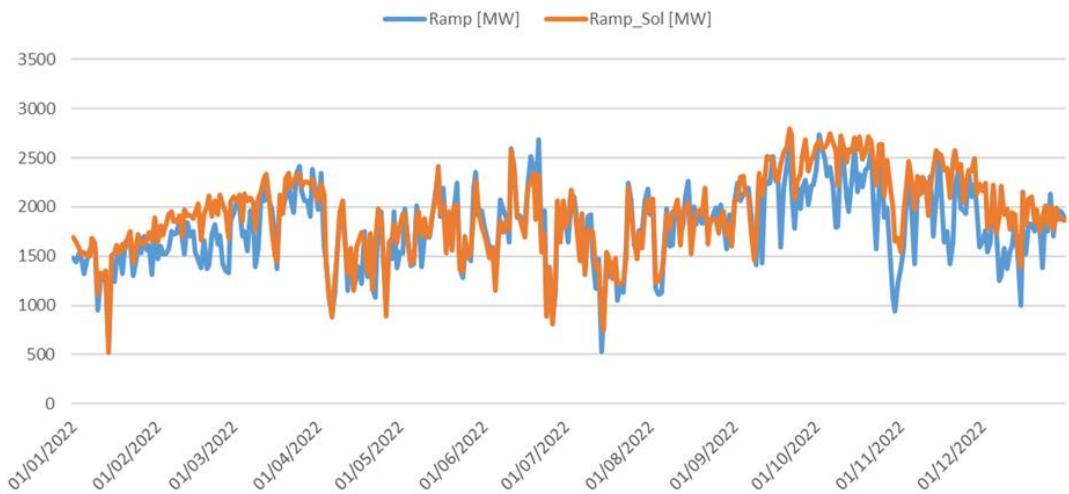


Figura 104. Máximas rampas de subida diaria año 2022¹³²



¹³¹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹³² Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 105. Máximas rampas de subida diaria año 2023¹³³

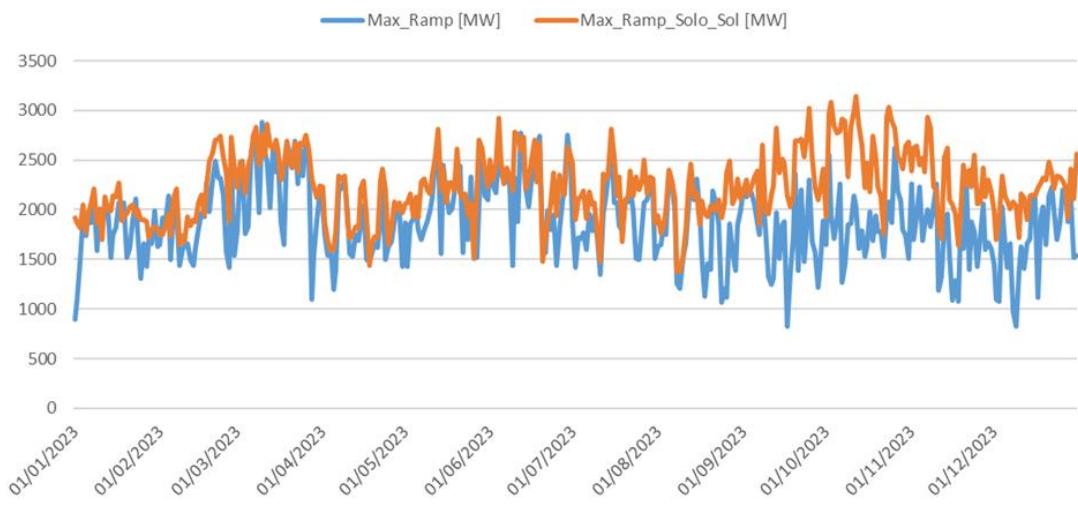
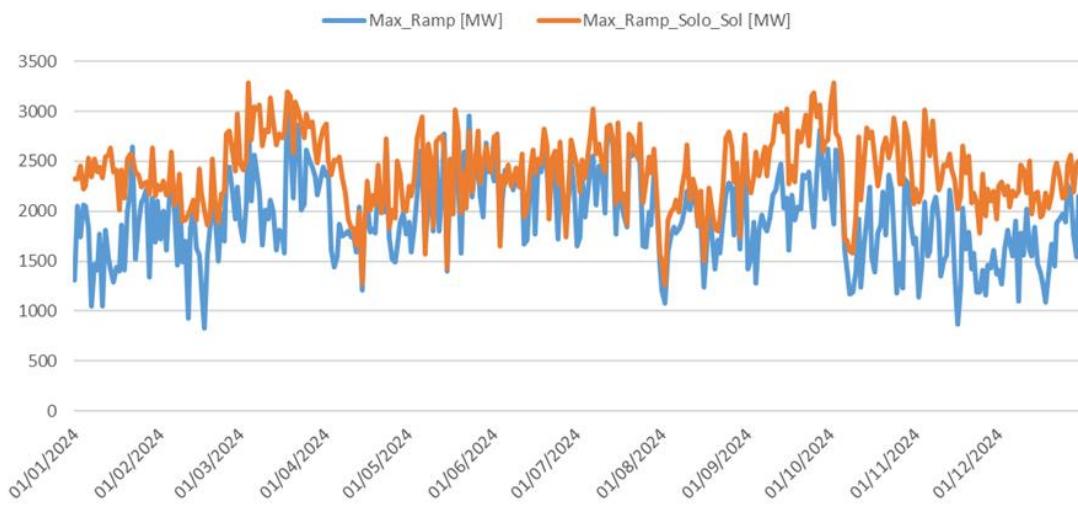


Figura 106. Máximas rampas de subida diaria año 2024¹³⁴



De las figuras se puede apreciar que las rampas de subidas en varias ocasiones se vieron atenuadas gracias a la complementariedad de la energía eólica.

Para ver el aporte de las distintas tecnologías a estas máximas rampas horarias que se registraron en cada día del año, se realizaron gráficos que muestran la participación porcentual a continuación.

¹³³ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹³⁴ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 107. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2021¹³⁵

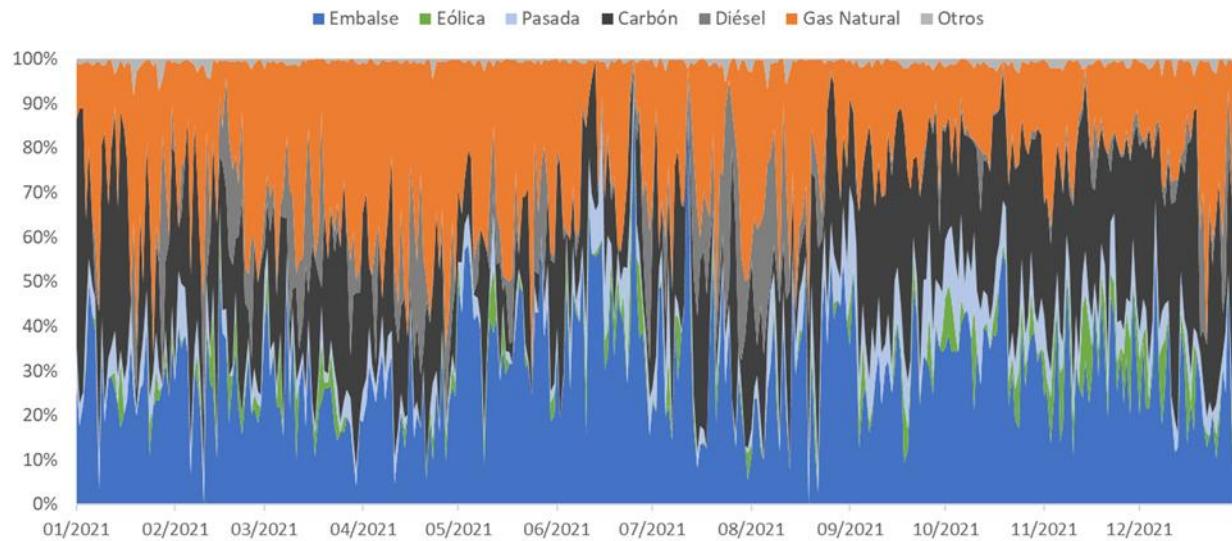
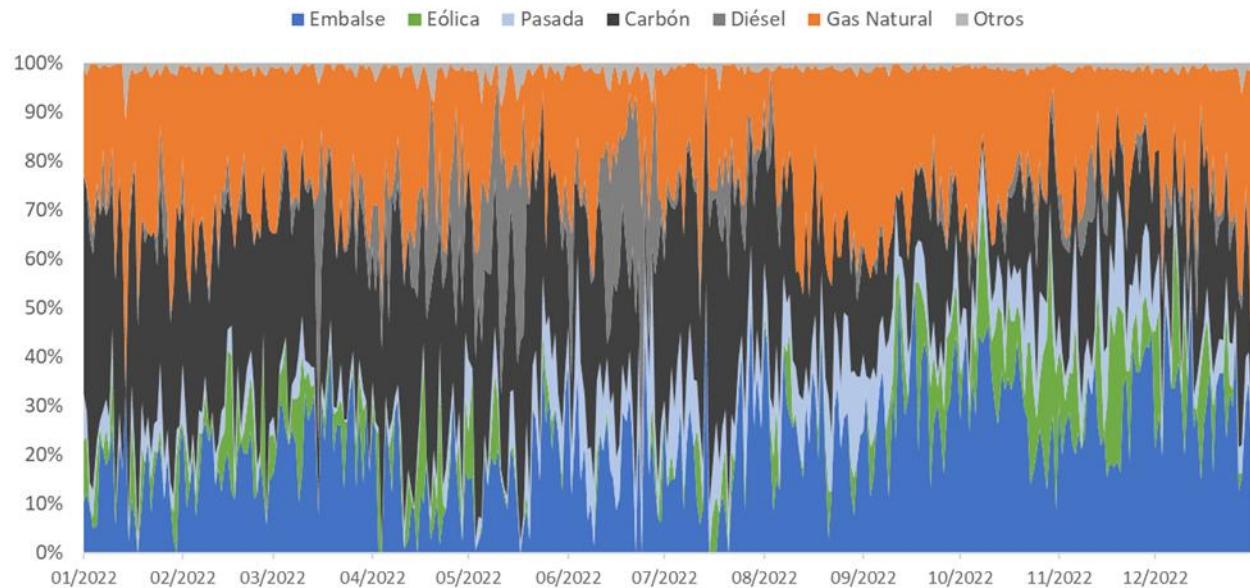


Figura 108. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2022¹³⁶



¹³⁵ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹³⁶ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 109. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2023¹³⁷

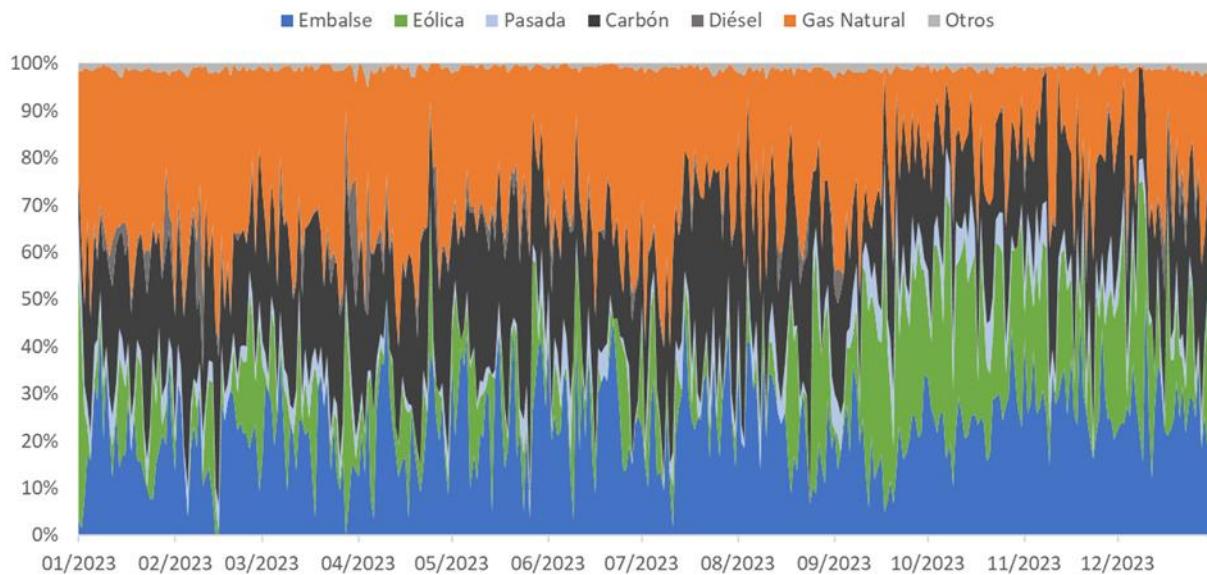
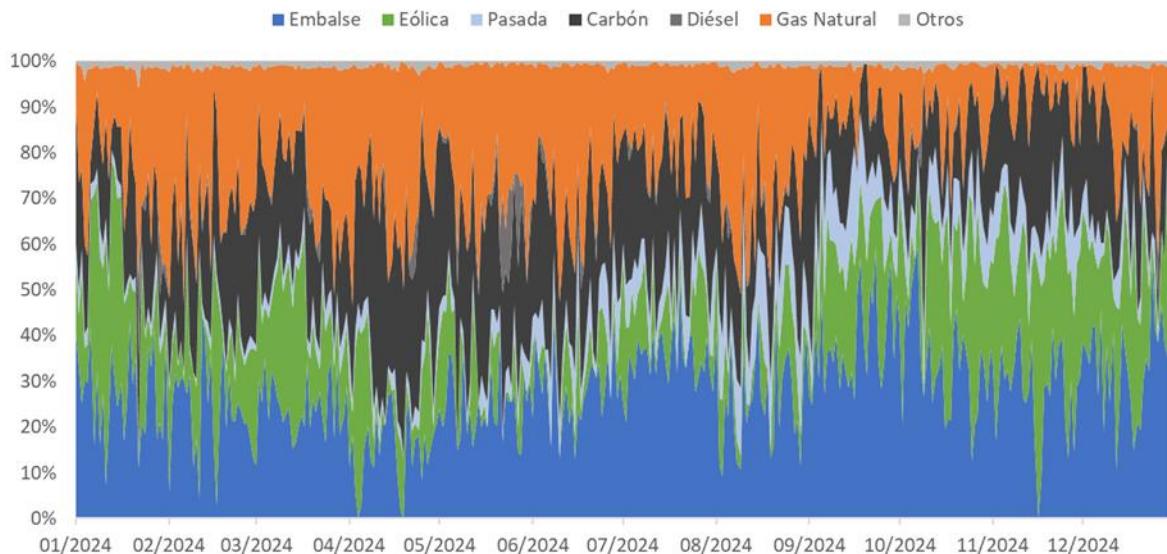


Figura 110. Participación porcentual por tecnología de máximas rampas diarias 2024¹³⁸



Se aprecia que incluso en los años más secos ha habido una importante contribución hidráulica de embalse. Si bien ha disminuido la contribución de centrales a Carbón a lo largo de los años se aprecia que su contribución sigue siendo importante al igual que el gas natural. También se aprecia que el aporte de la energía eólica ha ido creciendo y su

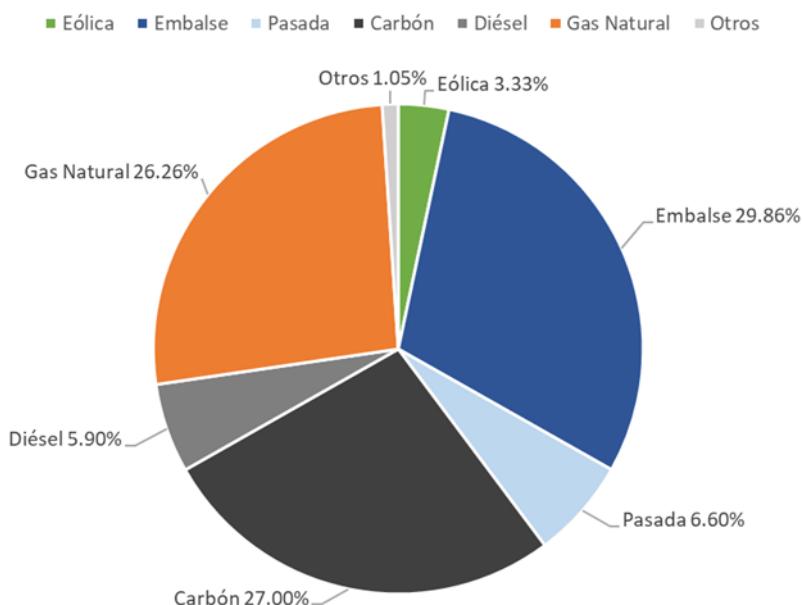
¹³⁷ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹³⁸ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

contribución se aprecia en especial los últimos meses del año y parte del principio.

Si se calcula el aporte porcentual de cada tecnología, de la sumatoria de capacidad aportada durante todo el año en estas máximas rampas horarias diarias podemos ver las siguientes figuras.

Figura 111. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2021¹³⁹



¹³⁹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 112. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2022¹⁴⁰

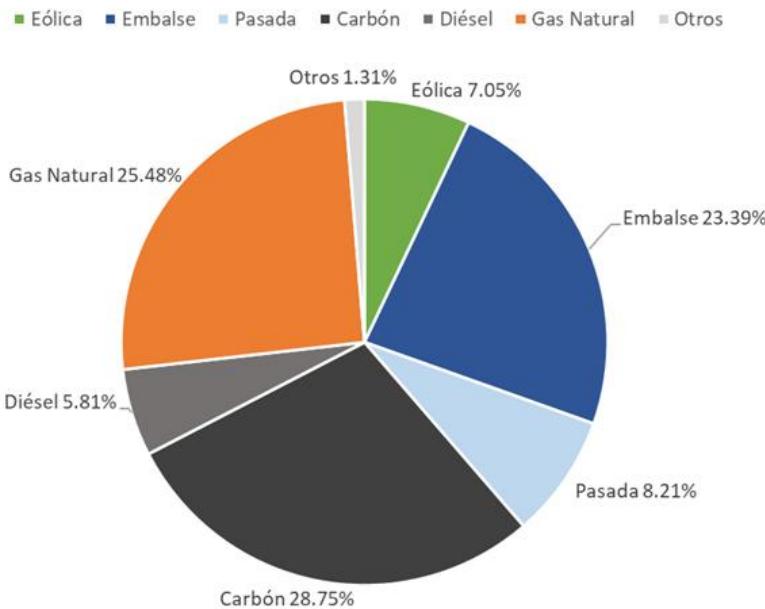
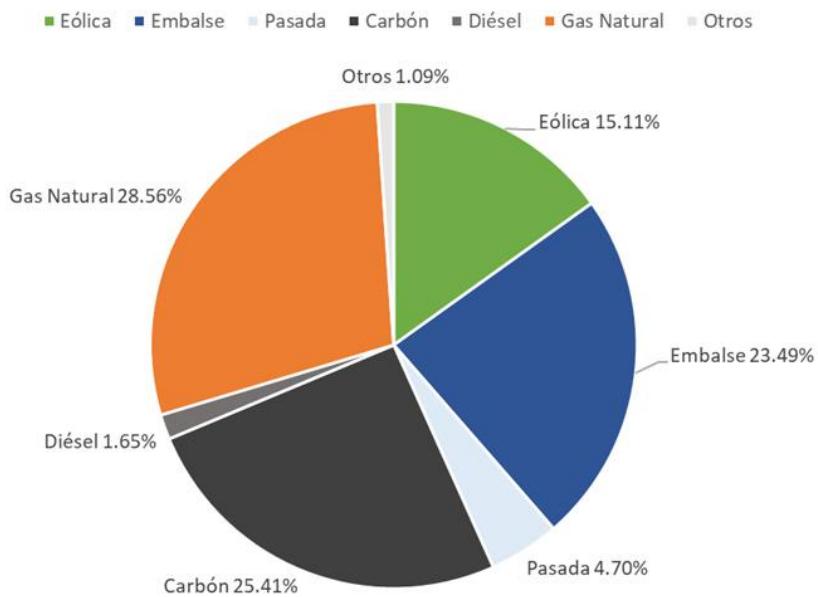


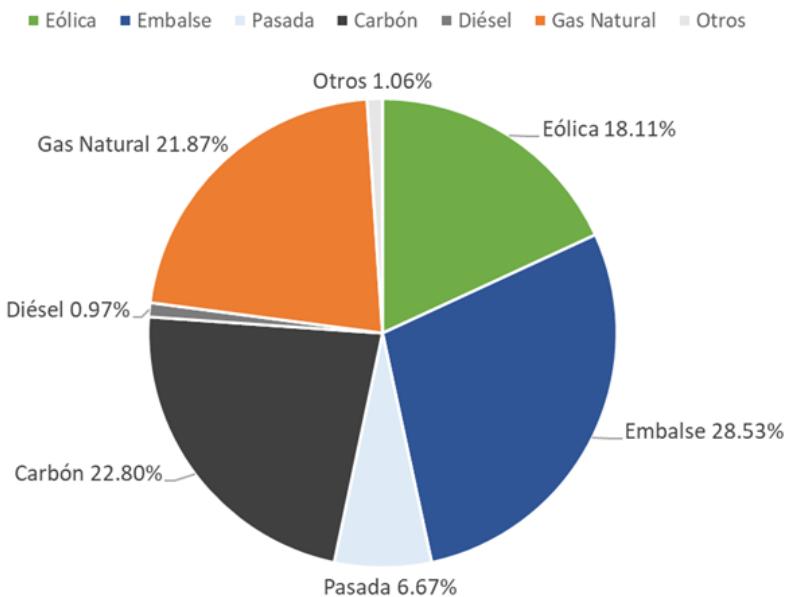
Figura 113. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2023¹⁴¹



¹⁴⁰ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁴¹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 114. Aporte porcentual por tecnologías en máximas rampas horarias 2024¹⁴²



De las figuras se observa que hay un importante aporte de la generación a carbón y de gas natural. También hay un importante aporte de generación hidroeléctrica de embalse y, por último, una buena porción tiene la generación eólica en el aporte de atenuación de rampas generadas principalmente por la generación solar fotovoltaica.

4.2. Análisis rampas subida en 3 horas

El mismo análisis que se hizo en la sección anterior se hizo para las máximas rampas horarias en 3 horas. Esto a raíz que según la metodología de requerimientos de flexibilidad del CAISO, un importante indicador tiene que ver con las máximas rampas mensuales en 3 horas.

¹⁴² Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 115. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2021 (3R)¹⁴³

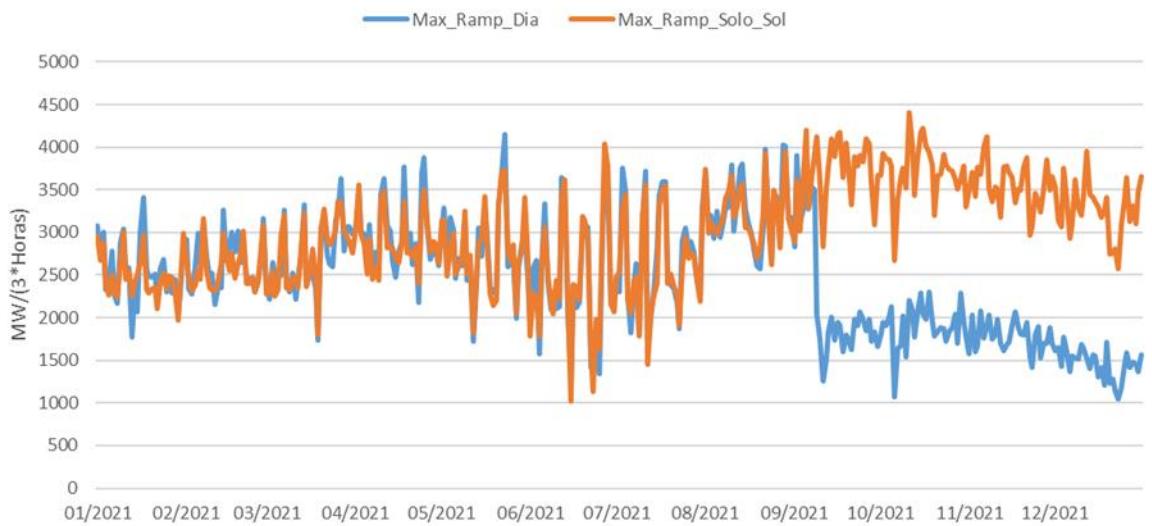
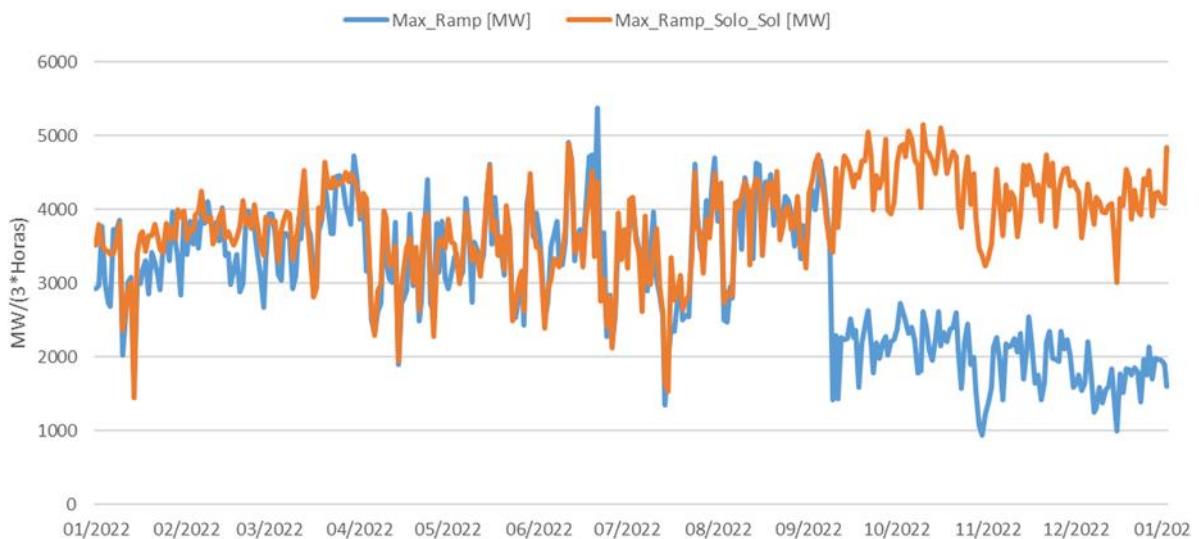


Figura 116. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2022 (3R)¹⁴⁴



¹⁴³ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁴⁴ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 117. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2023 (3R)¹⁴⁵

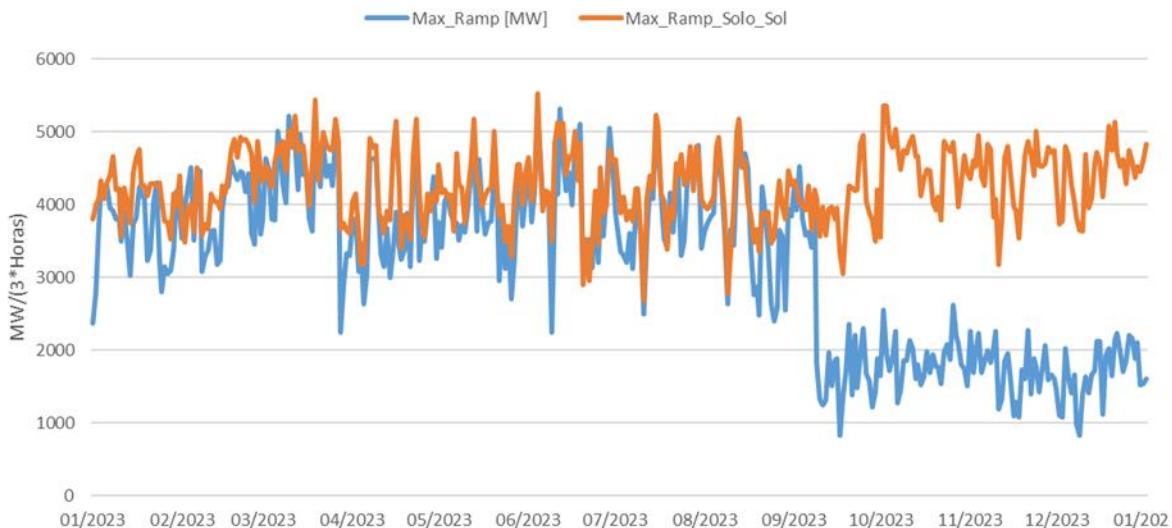
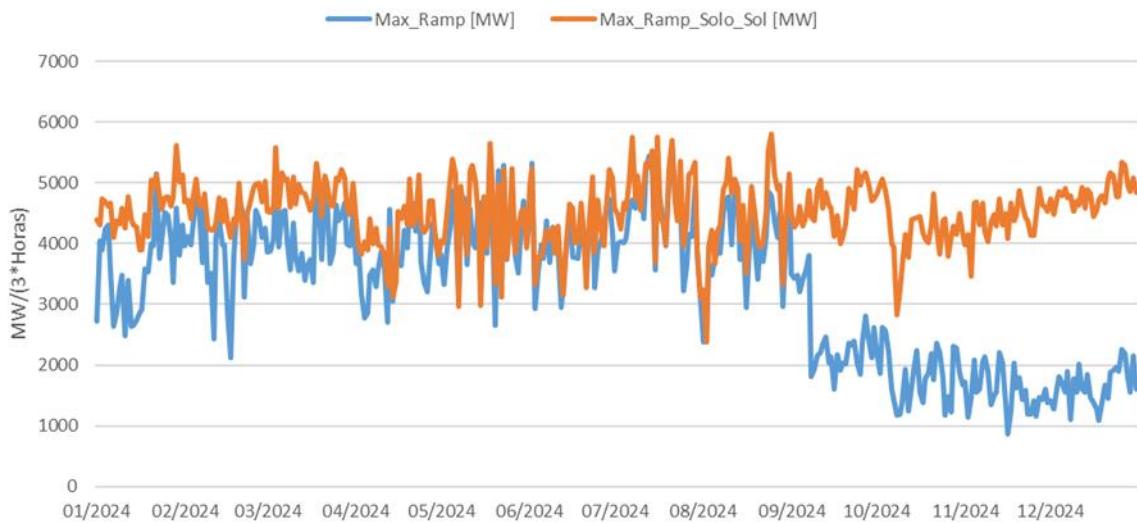


Figura 118. Máximas rampas de subida diaria de 3 horas año 2024 (3R)¹⁴⁶



En estas graficas se aprecia aún más una marcada estacionalidad de diferencias considerando la máxima rampa neta horaria con y sin generación eólica.

Las gráficas siguientes de aporte por tecnologías no cambia significativamente respecto a lo que se observa en las rampas de una hora por lo que no se expondrán.

¹⁴⁵ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁴⁶ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

5. Otros

5.1. Ciclado de máquinas

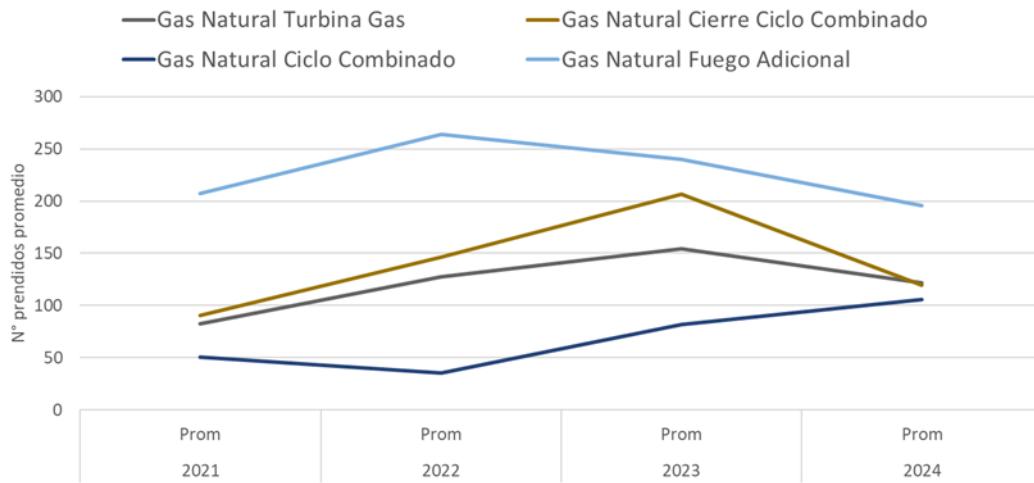
Con ciclado de máquinas nos referimos a procesos de encendido y apagado de centrales térmicas. El encendido y apagado frecuente de las turbinas de vapor y gas tiene un impacto significativo en su operación y mantenimiento. Este tipo de operación intermitente genera un desgaste acelerado en los componentes de las turbinas, lo que afecta directamente su vida útil y eleva los costos operativos.

En el caso de las turbinas de vapor, el proceso de arranque requiere un calentamiento gradual y controlado para evitar choques térmicos en partes críticas como el rotor y la carcasa. Este procedimiento puede extenderse desde varias horas y su duración también depende del estado inicial de la turbina (fría, tibia o caliente). Durante este proceso, las dilataciones y contracciones térmicas generan tensiones en los materiales, lo que puede derivar en fisuras en componentes como el rotor, las tuberías y la carcasa. Como consecuencia, se incrementa la necesidad de mantenimiento correctivo y preventivo.

Por su parte, las turbinas de gas tienen la ventaja de un tiempo de arranque más reducido, generalmente entre 10 y 60 minutos, según la tecnología y las condiciones previas. Sin embargo, los ciclos frecuentes de encendido y apagado provocan fatiga térmica en componentes clave, como los álabes y el sistema de combustión. Esto no solo aumenta el riesgo de fallas, sino que también reduce la eficiencia de la turbina. Además, las fluctuaciones de temperatura afectan los recubrimientos térmicos de los álabes, acelerando su erosión y desgaste.

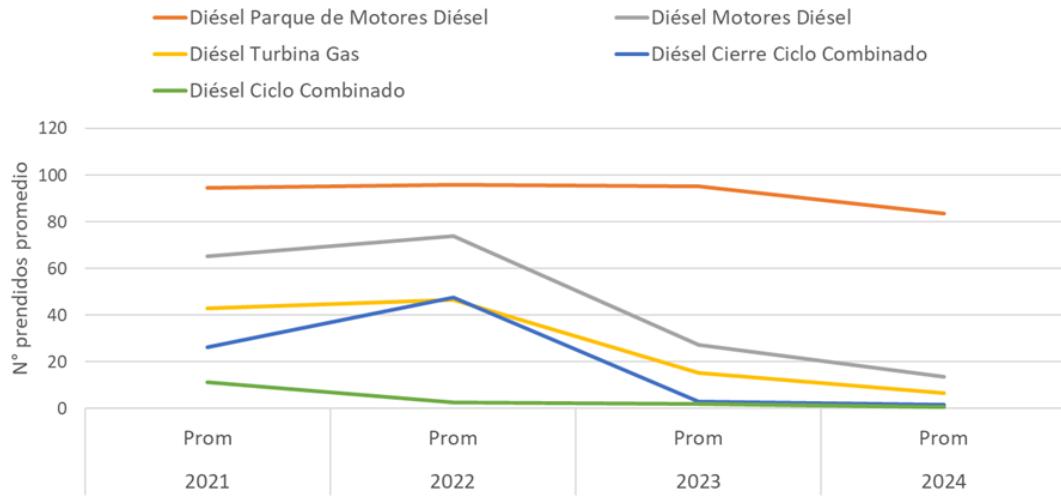
En ambos casos, la operación intermitente tiene un impacto negativo no solo en la vida útil del equipo, sino también en los costos de mantenimiento y en la disponibilidad de la unidad. Esto representa un desafío particular para las plantas de generación diseñadas para operación en carga base, ya que no están optimizadas para funcionar de manera flexible. A continuación, se muestra el prendido y apagado de máquinas que se elaboró a partir de la generación horaria que publica el Coordinador. Estas se agruparon por tecnología y tipo de tecnología en su generación.

Figura 119. prendidos promedios de centrales con gas natural por tipo¹⁴⁷



Se clasificó centrales como San Isidro y Nehuenco como centrales de Ciclo Combinado, mientras que otras centrales como Atacama, que tienen la información desagregada de generación de sus TGs y TVs, se clasificaron como Turbinas de Gas (TG) y Cierre de ciclo Combinado (TV).

Figura 120. prendidos promedio de centrales diésel por tipo¹⁴⁸

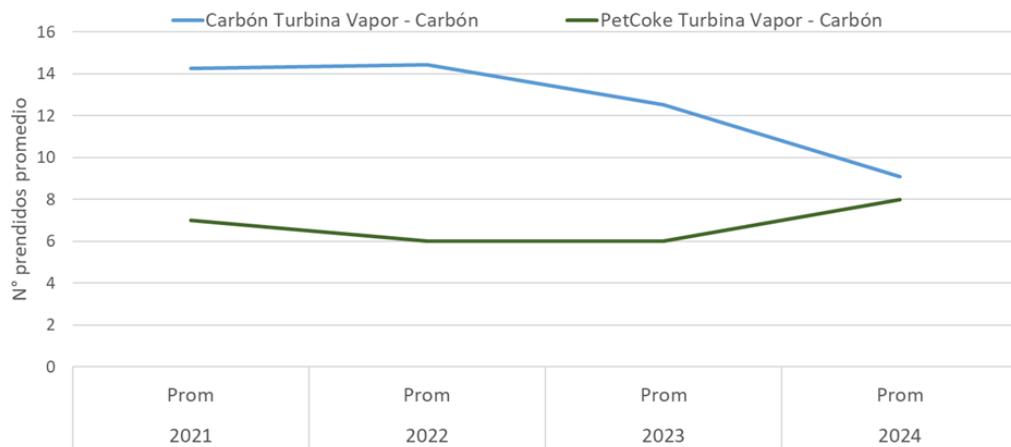


Se aprecia un efecto de la disponibilidad hidrológica de 2023 y 2024, ya que disminuyó el requerimiento de prendidos y apagados de centrales diésel.

¹⁴⁷ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁴⁸ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

Figura 121. prendidos promedio de centrales vapor-carbón¹⁴⁹



Se aprecia que las centrales a carbón, en comparación con las otras tecnologías, en promedio, se prenden y apagan mucho menos.

6. Análisis de información 15 minutal

6.1. Rampas cada 15 min

Para el análisis de rampas cada 15 minutos, se extrajo la generación cada 15 minutos desde julio 2024 de los balances de energía que el Coordinador comenzó a realizar desde esa fecha con generación y Costos Marginales cada cuarto de hora. Esto nos abre una ventana para analizar los requerimientos de rampas en intervalos de tiempo más pequeños, que en términos de variación de generación pueden ser mucho más exigentes que lo que se ve con la generación horaria.

La siguiente tabla muestra las máximas rampas mensuales desde julio 2024 en intervalos de 1 hora.

Tabla 41. Rampas máximas de generación horaria por mes en el segundo semestre 2024¹⁵⁰

Mes	Ramp [MW/hr]	inicio	Fin
Jul-24	3263	13/07/2024 16:45	13/07/2024 17:45
Ago-24	3143	10/08/2024 16:45	10/08/2024 17:45
Sep-24	3008	27/09/2024 18:30	27/09/2024 19:30

¹⁴⁹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁵⁰ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

oct-24	3000	03/10/2024 18:15	03/10/2024 19:15
nov-24	2580	04/11/2024 18:45	04/11/2024 19:45
dic-24	3167	26/12/2024 18:45	26/12/2024 19:45

Estos valores son mayores a las rampas de generación que se ven en régimen horario. Es claro que la granularidad de la información de generación ayuda a identificar requerimientos sistémicos más exigentes.

Para llegar a estos valores se consideró la energía de las centrales en un intervalo de 15 min y se multiplicó por 4 para llevar la energía a términos de potencia media.

La Figura 122 muestra las rampas máximas diarias del segundo semestre de 2024 considerando intervalos de un cuarto de hora, una hora y tres horas.

Figura 122. Máximas rampas diarias de cuarto de hora, una hora y tres horas.¹⁵¹

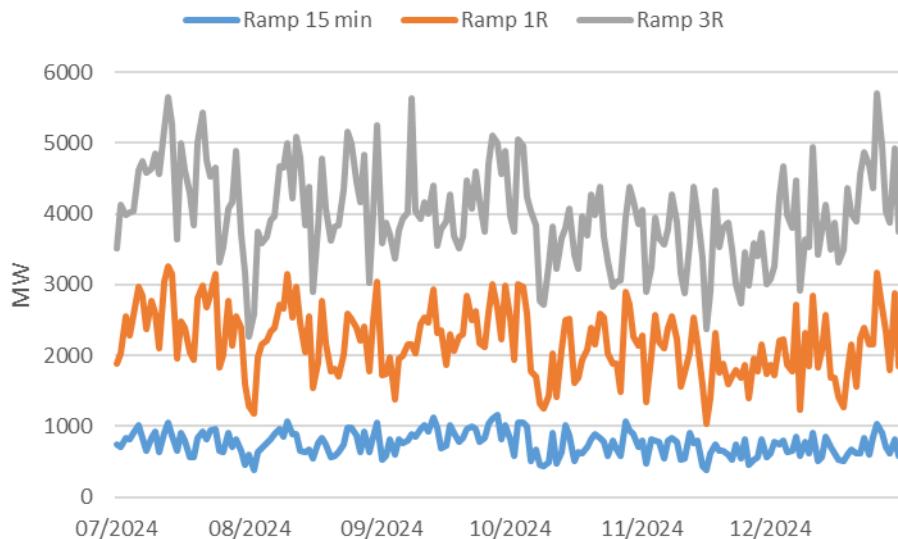


Tabla 42. Rampas máximas de generación en tres horas por mes en el segundo semestre 2024¹⁵²

Mes	Ramp [MW/3 hrs]	inicio	Fin
jul-24	5644	13/07/2024 16:00	13/07/2024 19:00
ago-24	5252	31/08/2024 16:00	31/08/2024 19:00
sep-24	5106	27/09/2024 17:00	27/09/2024 20:00
oct-24	5049	03/10/2024 17:30	03/10/2024 20:30
nov-24	4378	13/11/2024 17:30	13/11/2024 20:30
dic-24	5706	26/12/2024 18:00	26/12/2024 21:00

¹⁵¹ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁵² Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

6.2. Aporte de centrales a rampas de subida 15 min.

Debido a la gran cantidad de datos, se decidió analizar las 52 rampas de subida cada quince minutos más grandes del segundo semestre 2024 y revisar las unidades que han participado en dicho aporte. También se filtró en cantidad, tomando las primeras 20 centrales que más aportaron, con esto resultó para todos los casos una consideración de más del 80% de la rampa total.

Con esto, resultaron 114 unidades que participaron en esas 52 rampas mayores del semestre. A continuación, se deja un listado de las primeras treinta ordenadas por cantidad de apariciones.

Tabla 43. Aporte de unidades a máximas rampas de 15 minutos de los 52 máximos registro del semestre¹⁵³

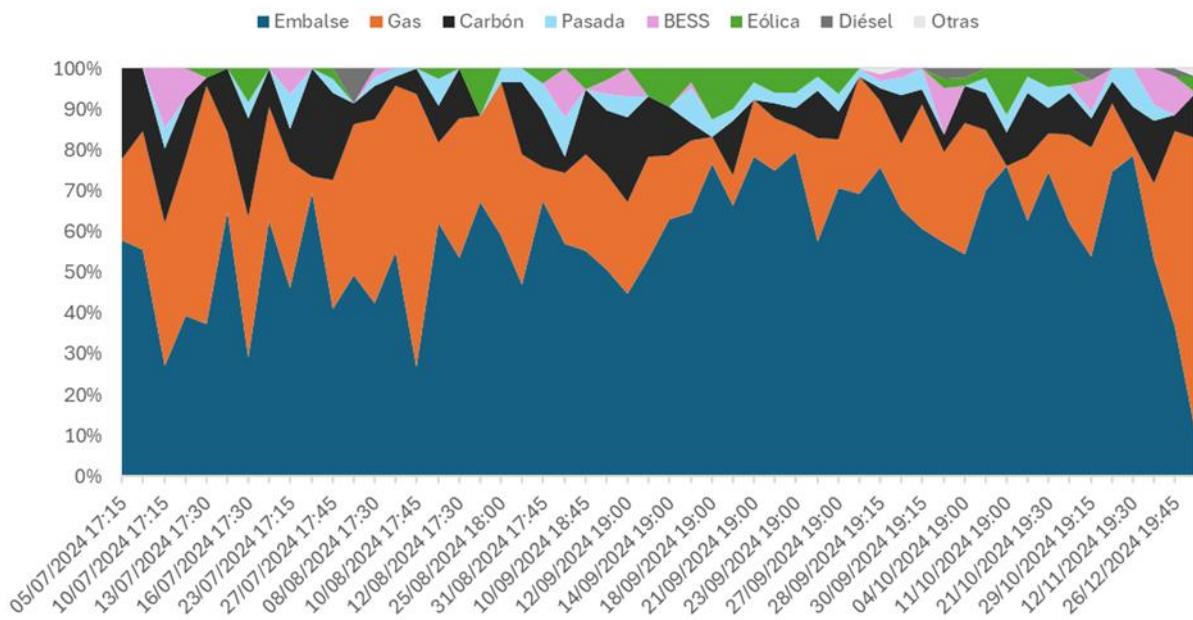
Unidades (clave)	Nº Apariciones	Suma Rampas [MW]	Media apariciones]	[MW/Nº	Tecnología
G_CTRL_TE_SANISIDRO_2	42	2686	63.95		Gas
G_CTRL_HE_ELTORO2	40	1870	46.75		Embalse
G_CTRL_HE_ELTORO1	40	1815	45.37		Embalse
G_CTRL_HE_ELTORO3	40	1716	42.90		Embalse
G_CTRL_HE_ELTORO4	39	1732	44.40		Embalse
G_CTRL_HE_RALCO1	35	3334	95.25		Embalse
G_CTRL_TE_GUACOLDA	33	1350	40.92		Carbón
G_CTRL_HE_RALCO2	30	2687	89.57		Embalse
G_CTRL_HE_PEHUENCH2	28	2641	94.31		Embalse
G_CTRL_TE_ANGAMOS1	28	737	26.32		Carbón
G_CTRL_HE_PANGUE2	26	1264	48.63		Embalse
G_CTRL_TE_CTM3TG_TEN	25	721	28.83		Gas
G_CTRL_TE_TOCOPILLA_U16	24	1927	80.28		Gas
G_CTRL_TE_COCHRANE1	24	579	24.11		Carbón
G_CTRL_TE_ANGAMOS2	23	671	29.17		Carbón
G_CTRL_TE_KELAR2	22	942	42.82		Gas
G_CTRL_TE_COCHRANE2	22	540	24.53		Carbón
G_CTRL_TE_SANISIDRO_1	21	1643	78.26		Gas
G_CTRL_HE_PEHUENCH1	21	819	38.99		Embalse
G_CTRL_HE_RAPELU3	19	735	38.68		Embalse
G_CTRL_HP_PEUCHEN	19	506	26.64		Pasada
G_CTRL_HE_CANUTILLAR_U2	18	720	39.99		Embalse
G_CTRL_HE_COLBUN_U2	18	720	39.99		Embalse
G_CTRL_TE_IEM	18	594	33.01		Gas
G_CTRL_HE_RAPELU1	17	742	43.67		Embalse
G_CTRL_HE_COLBUN_U1	17	547	32.17		Embalse
G_CTRL_HE_PANGUE1	16	554	34.61		Embalse
G_CTRL_HE_CIPRESES1	16	362	22.65		Embalse
G_CTRL_HE_RAPELU2	15	702	46.83		Embalse
G_CTRL_HE_CANUTILLAR_U1	15	702	46.82		Embalse

Se aprecia principalmente aporte de centrales de embalse además de centrales térmicas de gas y carbón.

¹⁵³ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

A continuación, en la siguiente figura se observa el desglose porcentual de participación por tecnología de las 52 mayores rampas del semestre.

Figura 123 Aporte por tecnología de las 20 unidades con mayor presencia en rampas de subida de las 52 máximas rampas del segundo semestre 2024¹⁵⁴



Del balance se pudo identificar aporte de BESS asociadas a centrales solares. Se ve que el Coordinador ha utilizado BESS algunos días para disminuir el efecto de las rampas de generación. También se aprecia una gran contribución de generación hidroeléctrica, gas y carbón en ese orden y que conversa con lo asignado para SSCC.

A continuación, se muestra el ranking de mayores rampas en 15 min registradas para las primeras 30 unidades.

Tabla 44. Máximos registros de rampas de subida en 15 minutos¹⁵⁵

Unidades (Clave)	Máxima Rampa	Tecnología
G_CTRL_HE_PEHUENCH2	258.57	Embalse
G_CTRL_HE_RALCO2	210.13	Embalse
G_CTRL_HE_RALCO1	187.15	Embalse
G_CTRL_TE_QUINTERO	158.27	Gas
G_CTRL_TE_SANISIDRO_2	133.80	Gas
G_CTRL_TE_TOCOPILLA_U16	132.02	Gas
G_CTRL_TE_NEHUENCO1_GNL_CA	125.96	Gas
G_CTRL_TE_SANISIDRO_1	110.46	Gas
G_CTRL_HE_ANGOSTURA1	107.08	Embalse
G_CTRL_TE_NEHUENCO2_GNL	106.73	Gas
G_CTRL_HE_PANGUE2	102.22	Embalse

¹⁵⁴ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

¹⁵⁵ Fuente: Generación Real Horaria por Tecnología - <https://portal.api.coordinador.cl/>

G_CTRL_HE_ANGOSTURA2	88.54	Embalse
G_CTRL_TE_NUEVA_RENCA	87.95	Gas
G_CTRL_TE_LOS_VIENTOS_NAVIA	84.90	Gas
G_CTRL_HE_COLBUN_U2	84.60	Embalse
G_CTRL_HE_ELTORO3	81.89	Embalse
G_CTRL_HE_ELTORO4	81.05	Embalse
G_CTRL_HE_ELTORO2	80.91	Embalse
G_CTRL_FV_ANDESSOLAR2B	80.45	BESS
G_CTRL_HE_ELTORO1	79.45	Embalse
G_CTRL_HE_PEHUENCH1	78.43	Embalse
G_CTRL_TE_LOS_VIENTOS	73.65	Gas
G_CTRL_HE_CANUTILLAR_U1	71.90	Embalse
G_CTRL_HE_RAPELU2	71.78	Embalse
G_CTRL_HE_RAPELU1	70.42	Embalse
G_CTRL_TE_KELAR2	67.77	Gas
G_CTRL_TE_GUACOLDA	67.23	Carbón
G_CTRL_HE_RAPELUS5	66.80	Embalse
G_CTRL_HE_CANUTILLAR_U2	66.67	Embalse
G_CTRL_HE_COLBUN_U1	65.20	Embalse

Se aprecia la importancia de las unidades de generación hidroeléctrica de embalse en la estabilidad del sistema. También se observa entre los registros una central fotovoltaica con capacidad BESS y centrales a gas natural.

Anexo 2: Análisis del dimensionamiento actual de reservas

1. Metodología actual de cálculo de reservas (CSF + CTF)

La metodología vigente para la determinación de las reservas asociadas al CSF y CTF se desarrolla a partir de lo establecido en la NT-SSCC y la NT-SyCS, en ese sentido el Coordinador realiza cada seis meses el estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas¹⁵⁶ en estos reportes se presentan los procedimientos para la determinación conjunta del CSF y CTF, su determinación se basa en el análisis estadístico de los registros históricos de operación real y programada del sistema eléctrico, considerando un horizonte anual completo, con el fin de capturar la variabilidad y los patrones de la demanda y de la generación con recursos variables (solar y eólico), Finalmente los resultados de requerimiento de SSCC es publicado en el Informe de Servicios Complementarios¹⁵⁷.

Para el cálculo conjunto del CSF y CTF, se sigue una metodología que los determina de forma unificada. Esta metodología se basa en la convolución de las funciones de probabilidad de diversos factores de influencia, los cuales son la variación de la demanda y la variación de la generación ERV. A continuación, se describen los pasos para esta

¹⁵⁶ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

¹⁵⁷ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/>

determinación conjunta:

1.1. Determinación de la Reserva para CSF:

- **Reservas para variaciones intra-horarias (RVI):** Se calculan las reservas para variaciones intra-horarias como las desviaciones entre los valores medios de la demanda neta, la generación eólica y la generación solar en intervalos de 5 minutos, con respecto a sus valores medios en intervalos de 15 minutos. Se excluyen las desviaciones que superan cuatro veces la desviación estándar (4σ). La función de distribución de probabilidad de estas variaciones (fd_{VI}) se obtiene mediante la convolución de las funciones de distribución de cada factor de influencia: demanda ($fd_{VIDemanda}$), generación solar ($fd_{VIGxSolar}$) y generación eólica ($fd_{VIGxEólica}$). La reserva requerida cubre el 95% de esta función de distribución.

$$fd_{VI} = fd_{VIDemanda} * fd_{VIGxSolar} * fd_{VIGxEólica}$$

$$R_{VI} = fd_{VI(95\%)}$$

- **Requerimiento de reserva para AGC:** El producto del BIAS con el que es parametrizado su acción de control y la máxima excursión admisible de frecuencia en conformidad a lo establecido en la NT SyCS.

$$R_{AGC} = BIAS \cdot \Delta F_{OpNormal} (\pm 0.2 \text{ Hz})$$

El BIAS del AGC se parametriza lo más cercano a la Característica de la Respuesta Natural del Sistema, que se obtiene mediante el análisis estadístico de contingencias asociadas a pérdidas de generación que no hayan provocado la actuación de EDAC y pérdida de consumos.

- **Requerimiento de Rampas:** Se cuantifican las variaciones de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5 minutos, calculadas como diferencias entre promedios consecutivos de la demanda neta. Los requerimientos se establecen como los valores estadísticos máximos de las rampas de subida y bajada con un intervalo de confianza del 99.5%.

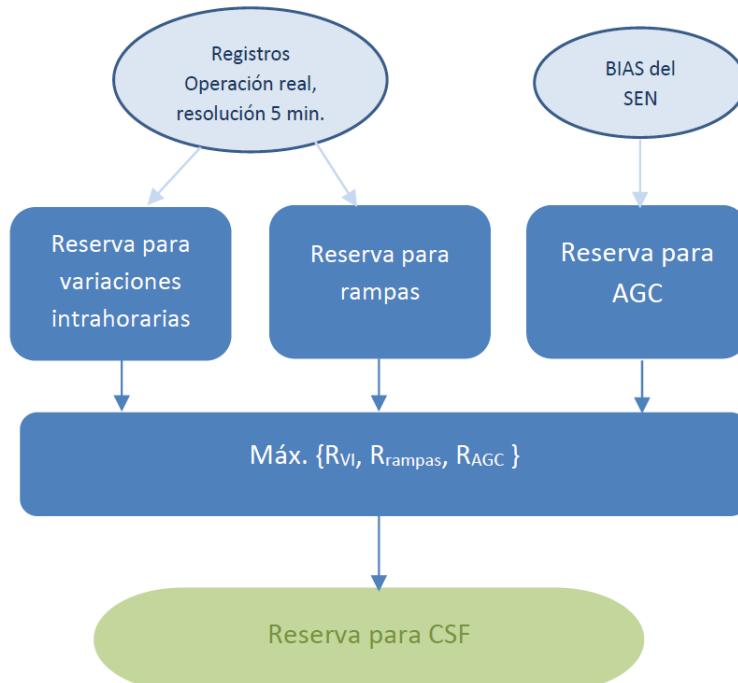
$$R_{Rampas} = MaxVar5min_{99.5\%}$$

Finalmente, el valor final de la reserva para CSF es el mayor valor entre la reserva para variaciones intra-horarias, el requerimiento de reserva para el AGC y los requerimientos de rampas de 5 minutos.

$$R_{CSF} = Max(R_{VI}, R_{AGC}, R_{Rampas})$$

La siguiente figura resume la metodología para la determinación de CSF en Chile:

Figura 124 Metodología para la determinación del CSF en Chile



Fuente: Estudio de Control de Frecuencia y determinación de reserva, CEN.

1.2. Determinación de la Reserva para CTF:

- Función de distribución de probabilidad de los errores de previsión:** Se analiza la diferencia entre la operación real y la programada de la demanda, así como de generación con plantas solares y eólicas. Los errores de previsión se calculan como las diferencias incrementales horarias entre la demanda real y la programada, así como entre la generación solar y eólica real y programada. La función de distribución de probabilidad de estos errores (fd_{EP}) se obtiene convolucionando las funciones de distribución de los errores de previsión de la demanda ($fd_{EPDemand}$), generación solar ($fd_{EPGxSolar}$) y generación eólica ($fd_{EPGxEólica}$).

$$fd_{EP} = fd_{EPDemand} * fd_{EPGxSolar} * fd_{EPGxEólica}$$

Luego se determina la Reserva Conjunta (CSF y CTF), se obtiene convolucionando las funciones de distribución de probabilidad de las variaciones intra-horarias (fd_{VI}) y los errores de previsión (fd_{EP}). Esta reserva conjunta cubre el 95% de la función de distribución de probabilidad resultante ($fd_{c(95\%)}$).

$$fd_c = fd_{VI} * fd_{EP}$$

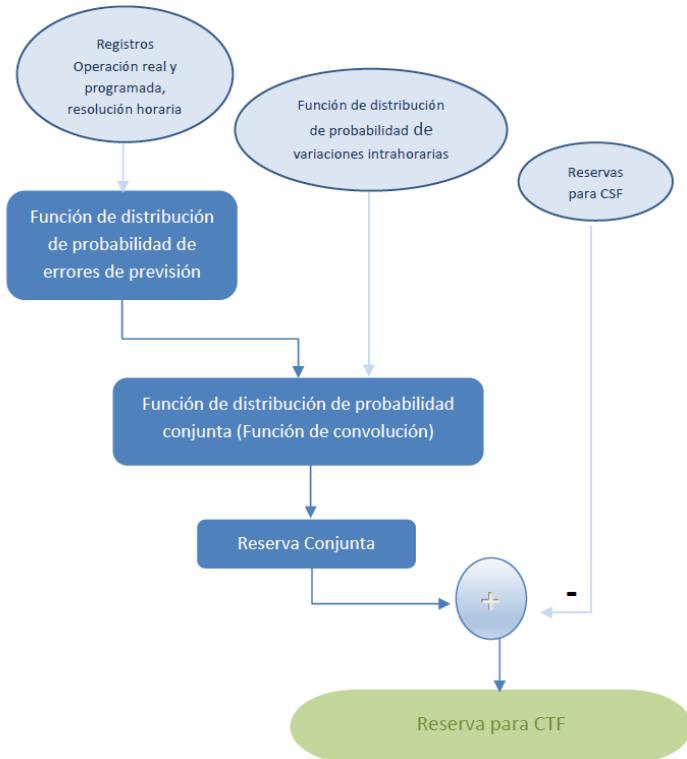
$$R_{Conjunta} = fd_{c(95\%)}$$

La Reserva final para CTF se calcula como la diferencia entre la reserva conjunta y la reserva ya determinada para el CSF.

$$R_{CTF} = R_{Conjunta} - R_{CSF}$$

La siguiente figura resume la metodología de determinación del CTF descrita anteriormente:

Figura 125 Metodología para la determinación del CTF en Chile



Fuente: Estudio de Control de Frecuencia y determinación de reserva, CEN.

El CSF y el CTF, operando el primero de forma automática mediante el AGC y el segundo de forma manual a través de instrucciones del Coordinador, deben gestionar la variabilidad e incertidumbre de la demanda neta del SEN. El objetivo del CTF es restablecer las reservas del CSF y, por consiguiente, las del Control Primario de Frecuencia (CPF), teniendo un tiempo de prestación de servicio de hasta 1 hora.

2. Hallazgos del análisis de los Servicios Complementarios

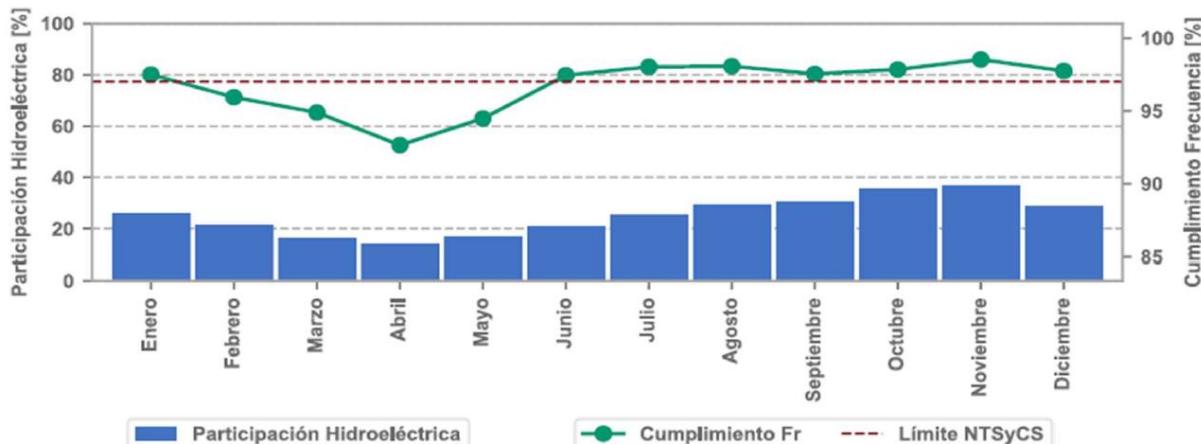
Este análisis se fundamenta en antecedentes recopilados del Informe de SSCC 2025 sobre todo en la propuesta para nuevos SSCC presentada por Colbún para el nuevo Servicio de Control de Rampa Solar¹⁵⁸, la motivación principal radica en identificar brechas de desempeño y oportunidades de mejora en la gestión de la variabilidad y la incertidumbre asociadas a la creciente participación de ERV en la matriz eléctrica.

El análisis presentado por Colbún evidencia que la disponibilidad de generación hidroeléctrica flexible sigue siendo un factor crítico para mantener la estabilidad de frecuencia del SEN. La Figura siguiente muestra que, aunque en gran parte de 2022 el cumplimiento de la normativa de frecuencia se mantuvo cercano o superior al límite de la

¹⁵⁸ <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/Propuesta-Colbun-S.A.pdf>

NT SyCS, los meses con menor participación hidroeléctrica —en especial abril y mayo— coincidieron con caídas más marcadas en dicho cumplimiento. Esto refleja vacíos de cobertura en la prestación del servicio de control de frecuencia, que incrementan el riesgo operativo en períodos de baja disponibilidad de recursos flexibles.

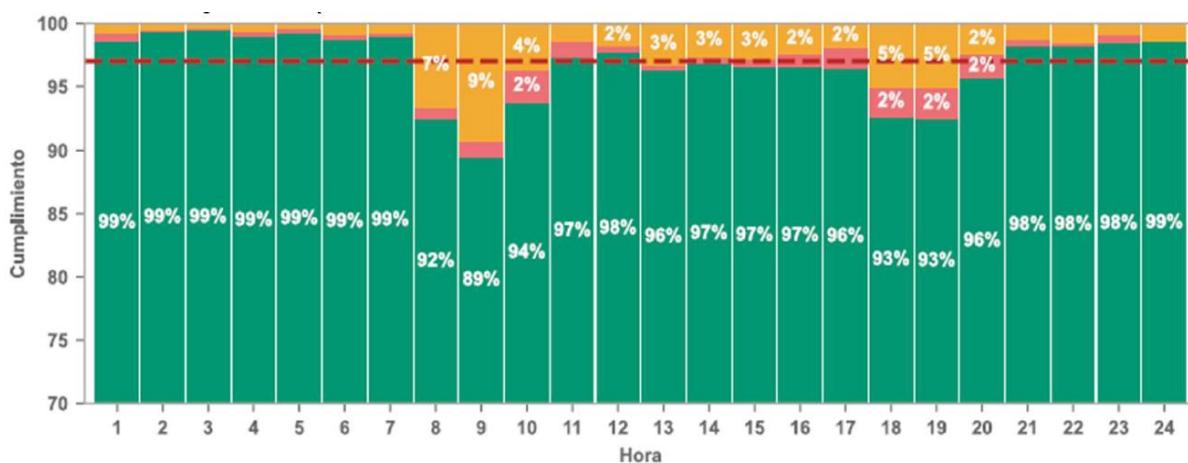
Figura 126 Cumplimiento de frecuencia en el SEN y participación hidroeléctrica



Fuente: Informe de Servicio de Control de Rampa Solar de Colbún, 2024.

Por otro lado, el análisis horario detallado en la siguiente figura revela que, si bien la mayoría de las horas anuales supera el 95 % de cumplimiento normativo, existen horas críticas —particularmente entre las 8:00 y 10:00, y entre las 18:00 y 21:00— donde el cumplimiento disminuye hasta un mínimo del 89 %. Estas franjas coinciden con rampas solares pronunciadas, que generan transiciones rápidas en la demanda neta y obligan a una respuesta ágil de los recursos de control de frecuencia. En ausencia de mecanismos específicos para atender estas rampas, el sistema queda expuesto a desviaciones temporales que, si bien no alcanzan los rangos extremos de frecuencia, reducen el margen de seguridad operativa, lo cual es peligroso en condiciones de emergencia o ante condiciones de contingencia sistémica.

Figura 127 Cumplimiento de estándar normativo de frecuencia en el SEN 2022



Fuente: Informe de Servicio de Control de Rampa Solar de Colbún, 2024.

La Tabla siguiente confirma que el 96.72 % de las horas se encuentra en el rango objetivo ($49.8 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$), con un 2.38 % en valores superiores a 50.2 Hz y un 0.9 % en el rango entre 49.3 Hz y 49.8 Hz. Aunque no se registraron eventos fuera de los límites críticos ($< 49.3 \text{ Hz}$ o $> 50.7 \text{ Hz}$), la presencia recurrente de desviaciones en las horas de mayor rampa confirma la necesidad de reforzar la cobertura del servicio en esos períodos de alta exigencia operativa.

Figura 128 Horas anuales de frecuencia en el SEN 2022

$f [\text{Hz}] < 49,3$	$49,3 \leq f [\text{Hz}] < 49,8$	$49,8 \leq f [\text{Hz}] \leq 50,2$	$50,2 < f [\text{Hz}] \leq 50,7$	$f [\text{Hz}] > 50,7$
0,00%	0,9%	96,72%	2,38%	0,00%

Fuente: Informe de Servicio de Control de Rampa Solar de Colbún, 2024.

El informe de Colbún advierte que en determinados períodos operativos se produce una saturación del CSF, situación en la que la totalidad de la reserva destinada a este servicio se encuentra activada de forma sostenida. Este fenómeno, al coincidir con rampas de generación renovable o variaciones bruscas en la demanda neta, incrementa la dependencia del CTF para restituir la capacidad de respuesta del sistema. Sin embargo, se observa que en múltiples ocasiones el CTF ha debido sobreactivarse —es decir, despachar volúmenes de energía superiores a los previstos en la programación— para compensar desbalances persistentes. Esta sobreactivación no solo eleva los costos operativos, sino que también expone al SEN a riesgos significativos en horas críticas, al reducir o agotar la reserva disponible para responder a fallas o contingencias no programadas. En tales circunstancias, la ausencia de margen de maniobra puede comprometer el cumplimiento de los estándares de frecuencia y aumentar la probabilidad de aplicar medidas de último recurso, como el racionamiento o la desconexión de carga.

3. Propuesta de nuevo Servicio Complementarios de Flexibilidad

Tomando como referencia la metodología vigente para la determinación conjunta de CSF y CTF y considerando los hallazgos presentados por Colbún en la sección previa, se proponen una metodología para la introducción de dos nuevos Servicios Complementarios, Ambos integrados en la determinación conjunta de la reserva:

1. Servicio de Rampa
2. Servicio de Mejora de Pronóstico

Primero, Partiendo de la clasificación vigente de bloques para aporte de SSCC, se reclasifican los bloques en aquellos que no son afectados por rampas solares y aquellos que capturan dichas rampas, la clasificación es la siguiente:

$$G_1 = \{B_1, B_2, B_4, B_6\}_{\text{Bloques no rampas}}$$

$$G_2 = \{B_3, B_5\}_{\text{Bloques rampas}}$$

Luego se separa el Requerimiento de CSF en dos partes, para el grupo G_1 y G_2 como se muestra a continuación:

$$R_{CSF} = R_{CSF}^{G_1} \& R_{CSF}^{G_2}$$

Como se observa en las ecuaciones siguiente, para el grupo G_1 se aplica la metodología vigente, mientras que para el G_2 , se realiza una separación entre el servicio de $R_{CSF}^{G_2}$ y $R_{Rampas}^{G_2}$, de esta manera el requerimiento para rampa se separa teniendo como referencia la metodología vigente.

$$R_{CSF}^{G_1} = \text{Max}(R_{VI}^{G_1}, R_{AGC}^{G_1}, R_{Rampas}^{G_1})$$

$$R_{CSF}^{G_2} = \text{Max}(R_{VI}^{G_2}, R_{AGC}^{G_2})$$

$$R_{Rampas}^{G_2} = \text{MaxVar5min}_{99.5\%}^{G_2}$$

De acá en adelante, para fines del desarrollo matemático, se considerará el desarrollo del Grupo G_1 , pero las ecuaciones son aplicables también al grupo G_2 teniendo presente la separación del Requerimiento de Reserva secundaria y de rampa que se describió en las ecuaciones anteriores, esto es: $R_{CSF}^{G_2}$ y $R_{Rampas}^{G_2}$.

Dado que la R_{CSF} y R_{CTF} se calcula de forma conjunta, es necesario determinar la función de distribución de reserva conjunta correspondiente, para el caso de G_1 , $fd_c^{G_1}$ se representa como la convolución de la función de distribución de la variabilidad intrahoraria $fd_{VI}^{G_1}$ y de la función de los errores de pronóstico $fd_{EP}^{G_1}$:

$$fd_c^{G_1} = (fd_{VI}^{G_1} * fd_{EP}^{G_1})$$

Finalmente, evaluando la condición P95 en la función anterior se obtiene la Reserva Conjunta del grupo G_1 :

$$R_{Conjunta}^{G_1} = fd_{cP95\%}^{G_1} = (fd_{VI}^{G_1} * fd_{EP}^{G_1})_{P95\%}$$

Según la metodología vigente, la $R_{CTF}^{G_1}$ se calcula como la diferencia entre la Reserva conjunta $R_{Conjunta}^{G_1}$ menos la Reserva para control secundario de frecuencia $R_{CSF}^{G_1}$.

$$R_{CTF}^{G_1} = R_{Conjunta}^{G_1} - R_{CSF}^{G_1}$$

Sustituyendo cada término por su desarrollo, la ecuación expandida se representa como:

$$R_{CTF}^{G_1} = (fd_{VI}^{G_1} * fd_{EP}^{G_1})_{P95\%} - \text{Max}(R_{VI}^{G_1}, R_{AGC}^{G_1}, R_{Rampas}^{G_1})$$

La representación de la mejora en los pronósticos se propone a través del escalar α^{G_1} que puede representar una nueva herramienta para la mejora de los pronósticos de corto plazo en el recurso renovable variable. Por tanto, La función de distribución de los errores de pronóstico del año actual $fd_{EP}^{G_1}$ puede representarse como el escalar α^{G_1} multiplicado por la función de distribución de los errores de pronóstico del año anterior $fd_{EP,N-1}^{G_1}$

$$fd_{EP}^{G_1} = \alpha^{G_1} \cdot fd_{EP,N-1}^{G_1}$$

Es importante resaltar que esta relación permite cuantificar el efecto de las mejoras en la precisión de los pronósticos sobre el requerimiento de reservas.

Sustituyendo esta función ajustada en la ecuación general del CTF^{G_1} , se obtiene una expresión ampliada que incorpora explícitamente el factor de mejora de pronóstico.

$$R_{CTF}^{G_1} = (fd_{VI}^{G_1} * \alpha^{G_1} \cdot fd_{EP_{N-1}}^{G_1})_{P95\%} - \text{Max}(R_{VI}^{G_1}, R_{AGC}^{G_1}, R_{Rampa}^{G_1})$$

Por propiedad asociativa con multiplicador escalar en la convolución, el factor α^{G_1} puede extraerse de la ecuación, lo que simplifica su interpretación y facilita su aplicación práctica. El resultado es una representación generalizada de la reserva terciaria, que integra tanto las desviaciones intrahorarias como los errores de pronóstico.

$$R_{CTF}^{G_1} = \alpha^{G_1} \cdot (fd_{VI}^{G_1} * fd_{EP_{N-1}}^{G_1})_{P95\%} - \text{Max}(R_{VI}^{G_1}, R_{AGC}^{G_1}, R_{Rampa}^{G_1})$$

Aplicando la misma lógica se encuentra la ecuación para el G_2 , donde, adicionalmente se formula la ecuación correspondiente al Servicio de Rampa, la cual aísla el requerimiento específico asociado a horas con rampas pronunciadas, particularmente las derivadas de la variabilidad solar.

$$R_{CTF}^{G_2} = \alpha^{G_2} \cdot (fd_{VI}^{G_2} * fd_{EP_{N-1}}^{G_2})_{P95\%} - \text{Max}(R_{VI}^{G_2}, R_{AGC}^{G_2}, R_{Rampa}^{G_2})$$

$$R_{Rampas}^{G_2} = \text{MaxVar5min}_{99.5\%}^{G_2}$$

Las ecuaciones finales que describen todos los servicios para CSF, CTF y el nuevo término Control de Rampas, se agrupan a continuación:

Para el grupo G_1 :

$$R_{CSF}^{G_1} = \text{Max}(R_{VI}^{G_1}, R_{AGC}^{G_1}, R_{Rampas}^{G_1})$$

$$R_{CTF}^{G_1} = \alpha^{G_1} \cdot (fd_{VI}^{G_1} * fd_{EP_{N-1}}^{G_1})_{P95\%} - \text{Max}(R_{VI}^{G_1}, R_{AGC}^{G_1}, R_{Rampa}^{G_1})$$

Para el grupo G_2 :

$$R_{CSF}^{G_2} = \text{Max}(R_{VI}^{G_2}, R_{AGC}^{G_2})$$

$$R_{Rampas}^{G_2} = \text{MaxVar5min}_{99.5\%}^{G_2}$$

$$R_{CTF}^{G_2} = \alpha^{G_2} \cdot (fd_{VI}^{G_2} * fd_{EP_{N-1}}^{G_2})_{P95\%} - \text{Max}(R_{VI}^{G_2}, R_{AGC}^{G_2}, R_{Rampa}^{G_2})$$

Algunas conclusiones importantes de este análisis son las siguientes:

- El término asociado a Rampa se vincula a bloques horarios de G_2 donde las tasas de cambio de la demanda neta son más elevadas, típicamente en las transiciones de generación solar (amanecer y atardecer).
- Los términos que representan la mejora de pronóstico α^{G_1} y α^{G_2} cuantifican la reducción del requerimiento de reservas como resultado de una mayor precisión en la estimación de la demanda y de la generación renovable.
- El desarrollo matemático propuesto no solo permite diferenciar y cuantificar los requerimientos asociados a rampas y a errores de pronóstico, sino que también ofrece una base para implementar mecanismos de remuneración específicos para cada servicio, alineados con su contribución de flexibilidad del sistema objetivo de

de este estudio.