

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Evaluación de la participación agregada de parques fotovoltaicos en el control primario de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional

---

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Autor:

Nahum Alberto Madrid Ramírez

Profesor guía: Víctor Hinojosa Mateus

Profesor correferente: Israel Olguín Guzmán

Profesor evaluador: Danny Espín Sarzosa

Valparaíso, Chile
Octubre de 2026

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación de la participación agregada de parques fotovoltaicos en el control primario de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional

Nombre del candidato(a): Nahum Alberto Madrid Ramírez

Carrera / Grado: Ingeniería Eléctrica/ Ingeniero Electricista

Campus: Casa Central, Valparaíso **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Víctor Hugo Hinojosa Mateus, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por **(marcar una opción)**:

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 30 de octubre de 2026 **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 30/10/2026 **Firma:** _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

"Los que sembraron con lágrimas, con regocijo segarán."

Salmos 126:5
Reina-Valera 1960

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios, quien ha sido mi sustento durante este largo camino. En medio de las dificultades aprendí a confiar más en Él, reconocer mis limitaciones y depender de su gracia. Su fidelidad me acompañó incluso cuando mis fuerzas parecían agotarse. Agradezco también a los hermanos y hermanas de la iglesia que me sostuvieron con sus oraciones, cariño y palabras de aliento.

A mis amados padres, por su amor incondicional, sus sacrificios y por creer en mí aun en los momentos más difíciles. Han sido los pilares fundamentales de mi vida y una fuente constante de fortaleza. Este logro también es de ustedes, porque detrás de él están su esfuerzo, su paciencia y ese amor que nunca me ha faltado.

A Luz María Benavides, mi querida tía Luz, quien me acogió en su hogar desde mi primer año universitario. Estando lejos de casa, encontré en usted cariño, generosidad y una preocupación sincera por mi bienestar. Gracias por abrirme las puertas de su hogar, por sus cuidados cotidianos y por hacerme sentir acompañado. Siempre llevaré conmigo la gratitud de haber encontrado un hogar lejos del mío.

A Yohanna Catalina, por su amor, cariño y compañía durante esta etapa tan importante de mi vida. Gracias por estar a mi lado, por tu apoyo y por compartir conmigo tanto las alegrías como las dificultades de este camino. Tu presencia ha sido muy valiosa para mí.

A mi querida Blanquita, mi fiel compañera, a quien recuerdo con inmenso amor. Me acompañaste durante los semestres más difíciles y en tantas noches de estudio y desvelo. Aunque ya no estés físicamente conmigo, tu compañía silenciosa y tu cariño permanecen en mis recuerdos. Una parte de este logro también es para ti.

A mi profesor guía, Víctor Hinojosa Mateus, por su paciencia, orientación y acompañamiento durante el desarrollo de esta memoria. Agradezco el tiempo dedicado a revisar mi trabajo y sus observaciones, que contribuyeron significativamente a mejorar esta investigación.

A Israel Olguín Guzmán, mi profesor correferente, por confiar en mí y brindarme la oportunidad de realizar mi práctica profesional y desarrollar esta investigación en vinculación con el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta experiencia fue decisiva para mi formación, al permitirme conocer los desafíos reales del sistema eléctrico y profundizar en un área de gran interés profesional. A Jorge Daza, Joaquín Salazar y todo el equipo, por compartir generosamente sus conocimientos, orientarme y apoyarme frente a las dificultades técnicas de este proceso.

De manera especial, agradezco a Mauricio Aguirre y Paulo Castro, cuyo apoyo técnico fue fundamental para concretar este trabajo. Gracias por su generosidad, paciencia y disposición para compartir sus conocimientos y ayudarme a superar importantes dificultades. Les guardo una profunda gratitud y admiración.

A los profesores Humberto Villalobos, por la confianza depositada en mí durante mis años como ayudante, su cercanía y buen humor; y Jorge Botau, por su entusiasmo, amabilidad y motivación a través del deporte, recordándome la importancia de cuidar también mi bienestar personal.

A Cristian Andrades, Jaime Aravena, Claudio Ramos y Cristian Videla, por su amabilidad y disposición durante las actividades de laboratorio. Su apoyo cotidiano fue clave en mi formación práctica.

A Scarlet González y Claudia Ligarius, por su comprensión, cercanía y acompañamiento durante momentos especialmente difíciles. Gracias por escucharme, orientarme y brindarme un espacio de confianza cuando más lo necesité. Su calidad humana y apoyo fueron fundamentales para continuar adelante, y les guardo un cariño muy especial.

A la señora Eliana Ponce, por acompañarme desde mis primeros años universitarios con preocupación, cercanía y disposición. A Konstanza Figueroa y a todo el equipo de Relaciones Estudiantiles, por su cordialidad y buena disposición. Gracias por contribuir a hacer de la universidad un espacio más humano y acogedor.

A Karim y Estefy, por su amistad y compañía en etapas difíciles de mi vida universitaria. Su presencia, cercanía y disposición para escucharme significaron mucho más de lo que quizás imaginan. Siempre recordaré con cariño lo que hicieron por mí.

A mis amigos y compañeros de universidad, especialmente a Iván Tapia, por las experiencias compartidas, las enseñanzas y la amistad construida a lo largo de estos años.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, formaron parte de mi trayectoria universitaria. Algunas estuvieron presentes durante años y otras en momentos breves, pero significativos. Cada palabra de aliento, consejo, oportunidad y gesto de generosidad contribuyó a que pudiera llegar hasta aquí.

Esta memoria lleva mi nombre, pero su realización nunca fue un esfuerzo exclusivamente mío. Detrás de estas páginas hay años de sacrificio, personas que creyeron en mí y manos que me ayudaron a levantarme y continuar. A todos ustedes, de corazón, muchas gracias.

Resumen

La creciente participación de generación renovable variable en el Sistema Eléctrico Nacional desplaza a las unidades síncronas que tradicionalmente proveen el control primario de frecuencia. Esta memoria evalúa la participación agregada de tres parques fotovoltaicos sin almacenamiento, CEME 1, Sol del Desierto y Usya, en este servicio.

La metodología tiene dos etapas. La primera determina estadísticamente la reserva ascendente del portafolio a partir de 396 días de registros de generación, reducciones y pronóstico, con un criterio de disponibilidad histórica del 95 %. La segunda evalúa la respuesta dinámica mediante simulaciones de transitorios electromecánicos en DIgSILENT PowerFactory. Un control maestro, formado por un conjunto fijo de estatismos optimizados fuera de línea en un modelo reducido de máquina única conectada a barra infinita, configura los controladores de las plantas. Las contingencias simuladas corresponden a la desconexión de dos centrales termoeléctricas, de 397 y 166 MW.

El portafolio respalda entre 80 y 190 MW de reserva, según el nivel de despacho. La agregación mantiene reserva positiva hasta un despacho cercano al 64 % de la potencia pronosticada, casi diez puntos porcentuales más que la mejor planta por separado. En todas las simulaciones con participación fotovoltaica, la frecuencia mínima fue mayor que sin ella. Ante la contingencia de 397 MW, la frecuencia mínima pasó del umbral del primer escalón de desconexión automática de carga a valores entre 0,23 y 0,39 Hz sobre él. Con la regulación de unidades térmicas deshabilitada, el portafolio asumió entre el 60 y el 94 % del aporte primario a los 10 s.

En la condición de baja inercia estudiada, la participación agregada es técnicamente factible para complementar el control primario convencional y sustituir parcialmente su respuesta de potencia activa. Esta sustitución no reemplaza la inercia de las máquinas síncronas.

Palabras clave: control primario de frecuencia, generación fotovoltaica, reserva agregada, estatismo, Sistema Eléctrico Nacional.

Abstract

The growing share of variable renewable generation in Chile's National Electric System is displacing the synchronous units that traditionally provide primary frequency control. This thesis evaluates the aggregated participation of three photovoltaic plants without energy storage, CEME 1, Sol del Desierto and Usya, in this service.

The methodology has two stages. The first one statistically determines the upward reserve of the portfolio from 396 days of generation, curtailment and forecast records, using a 95 % historical availability criterion. The second one evaluates the dynamic response through electromechanical transient simulations in DIgSILENT PowerFactory. A master controller, formed by a fixed set of droop settings optimized offline on a reduced single machine infinite bus model, configures the plant controllers. The simulated contingencies are the loss of two thermal power plants of 397 and 166 MW.

The portfolio supports between 80 and 190 MW of reserve, depending on the dispatch level. Aggregation keeps a positive reserve up to a dispatch close to 64 % of the forecast power, almost ten percentage points above the best individual plant. In every simulation with photovoltaic participation, the minimum frequency was higher than without it. Following the 397 MW contingency, the minimum frequency moved from the threshold of the first under-frequency load shedding stage to values between 0.23 and 0.39 Hz above it. With thermal unit regulation disabled, the portfolio provided between 60 and 94 % of the primary response at 10 s.

For the low-inertia condition studied, aggregated participation is technically feasible to complement conventional primary control and to partially replace its active power response. This replacement does not substitute the inertia of synchronous machines.

Keywords: primary frequency control, photovoltaic generation, aggregated reserve, droop, Chile's National Electric System.

Índice general

Agradecimientos ii

Resumen iv

Abstract v

Índice de Figuras x

Índice de Tablas xii

Siglas xiv

Nomenclatura xvi

1 Introducción 1
- 1.1 Contexto general . . . 1
- 1.2 Antecedentes y motivación . . . 2
- 1.3 Identificación del problema . . . 3
- 1.4 Objetivos . . . 4
  - 1.4.1 Objetivo general . . . 4
  - 1.4.2 Objetivos específicos . . . 4
- 1.5 Alcance y condiciones de estudio . . . 5
- 1.6 Estructura de la memoria . . . 6

2 Marco teórico y normativo 7
- 2.1 Jerarquía normativa del sector eléctrico chileno . . . 8
- 2.2 CPF en el SEN . . . 9
  - 2.2.1 Definición y atributos del CPF . . . 9
  - 2.2.2 Reserva primaria y respuesta de los PFV . . . 9
  - 2.2.3 Estado actual de la prestación del CPF en el SEN . . . 10
- 2.3 Exigencias técnicas para PFV . . . 10
  - 2.3.1 Control de frecuencia y potencia activa . . . 10
  - 2.3.2 Banda muerta adoptada para la modelación . . . 11
- 2.4 Estándares sistémicos y contingencias de referencia . . . 11
  - 2.4.1 Desempeño de frecuencia del SEN . . . 11
  - 2.4.2 Esquema de desconexión automática de carga . . . 12
  - 2.4.3 Contingencias de referencia y severidad 5 . . . 14
  - 2.4.4 Inercia y RoCoF . . . 14
- 2.5 Determinación de reservas para el CPF . . . 15

2.5.1 Criterios normativos de dimensionamiento . . . 15
2.5.2 Reserva fotovoltaica y tratamiento probabilístico . . . 16
2.5.3 Requerimientos de CPF e inercia del SEN . . . 16
2.6 Referencias técnicas internacionales . . . 17
2.6.1 Modelación dinámica de recursos fotovoltaicos . . . 17
2.6.2 Respuesta potencia–frecuencia de recursos basados en inversores . . . 18
2.6.3 Inercia y estabilidad de frecuencia . . . 18
2.7 Síntesis de criterios aplicados en la memoria . . . 19

3 Formulación del problema 21
3.1 Descripción de las plantas y datos disponibles . . . 22
3.2 Formulación de la disponibilidad de potencia . . . 23
3.2.1 Potencia disponible . . . 23
3.2.2 Normalización de la potencia disponible . . . 23
3.3 Selección de la condición temporal de estudio . . . 24
3.3.1 Selección del bloque horario . . . 24
3.3.2 Selección de la hora representativa . . . 25
3.4 Formulación del despacho y de margen de potencia disponible . . . 27
3.4.1 Niveles de despacho y margen esperado . . . 27
3.4.2 Error de pronóstico y reserva real disponible . . . 29
3.5 Formulación probabilística de la reserva . . . 30
3.5.1 Criterio de disponibilidad del 95 % . . . 30
3.5.2 Reserva agregada . . . 31
3.5.3 Despacho crítico y formulación de la agregación . . . 31
3.5.4 Dependencia estadística entre plantas . . . 32
3.6 Formulación dinámica del portafolio fotovoltaico . . . 33
3.6.1 Representación equivalente de las plantas fotovoltaicas . . . 33
3.6.2 Modelos dinámicos genéricos WECC . . . 34
3.6.3 Sistema reducido SMIB . . . 35
3.6.4 Arquitectura de coordinación del portafolio . . . 37
3.7 Síntesis de la formulación . . . 39

4 Metodología 40
4.1 Diseño metodológico del estudio . . . 40
4.2 Procesamiento de datos históricos . . . 42
4.2.1 Fuentes y consolidación de los registros . . . 42
4.2.2 Tratamiento de la disponibilidad y reserva . . . 42
4.2.3 Procesamiento estadístico del portafolio . . . 43
4.3 Implementación del sistema dinámico reducido . . . 44
4.3.1 Configuración de los PFV . . . 44
4.3.2 Parametrización del control potencia–frecuencia . . . 44

4.3.3 Correspondencia entre los modelos del SMIB y del SEN 46
4.3.4 Implementación de la trayectoria de frecuencia 46
4.4 Formulación del problema de coordinación 47
4.4.1 Variables de decisión 48
4.4.2 Función objetivo 48
4.4.3 Función de penalización asimétrica 49
4.4.4 Restricciones 50
4.5 Resolución del problema de coordinación mediante el MVMO 51
4.5.1 Implementación del algoritmo MVMO 51
4.5.2 Acoplamiento entre Python y DIgSILENT PowerFactory 51
4.5.3 Configuración del proceso de optimización 52
4.5.4 Obtención de los estatismos ajustados 53
4.6 Definición de los escenarios de evaluación 53
4.6.1 Estructura de los escenarios y configuraciones de control 53
4.6.2 Caracterización de las condiciones de estudio 54
4.6.3 Criterios de comparación 55
4.7 Caracterización del sistema de estudio y metodología de evaluación 56
4.7.1 Selección y caracterización del caso de estudio 56
4.7.2 Contingencias de generación consideradas 58
4.7.3 Alcance de las contingencias de transmisión 59
4.7.4 Potencia referida al punto de interconexión 59
4.7.5 Indicadores de desempeño dinámico 60
4.7.6 Procesamiento y comparación de resultados 61
4.8 Alcance respecto del plan de trabajo aprobado 62
4.8.1 Escenario base y reserva híbrida 62
4.8.2 Contingencias de generación y de transmisión 62
4.8.3 Punto de operación e inercia 63
4.8.4 Estacionalidad y condiciones de demanda 64
4.8.5 Sensibilidades al estatismo, la banda muerta y la correlación 65
4.8.6 Nivel de confianza 65
4.8.7 Comparación con unidades térmicas 65

5 Resultados y análisis **66**
5.1 Caracterización estadística de la disponibilidad de la reserva 66
5.1.1 Reducciones de generación y error de pronóstico 66
5.1.2 Reserva individual según el nivel de despacho 68
5.1.3 Efecto de la agregación y despacho crítico 69
5.1.4 Correlación de los errores de pronóstico 70
5.1.5 Niveles de despacho para la evaluación dinámica 71
5.2 Sintonización del control maestro en el modelo SMIB 71
5.2.1 Condiciones de disponibilidad de los escenarios 71

5.2.2 Estatismos ajustados y aporte en el SMIB 74
5.3 Desempeño dinámico del portafolio en el SEN 76
5.3.1 Línea base sin participación fotovoltaica 76
5.3.2 Respuesta de frecuencia 77
5.3.3 Correspondencia entre el aporte dinámico y la reserva comprometida 78
5.3.4 Aporte por planta y uso de la reserva fotovoltaica 81
5.3.5 Interacción con la generación síncrona 84
5.3.6 Evolución del aporte entre 10 y 60 s 85
5.4 Sustitución parcial de la respuesta primaria convencional 86
5.4.1 Configuraciones evaluadas 86
5.4.2 Respuesta de frecuencia 87
5.4.3 Composición del aporte y cobertura de la reserva comprometida . . 89
5.4.4 Alcance de la sustitución evaluada 90
5.5 Aportes y alcances de los resultados 91

6 Resumen final y conclusiones 92
6.1 Resumen final 92
6.2 Conclusiones 93
6.3 Trabajo futuro 94

Referencias 95

Anexo A: Criterios para la selección de PFV 98

Anexo B: Modelos dinámicos de control de las plantas 105

Anexo C: Antecedentes del caso de estudio 116

Anexo D: Resultados detallados de la sintonización en el SMIB 117

Anexo E: Resultados de las simulaciones dinámicas en el SEN 121

Anexo F: Evaluación exploratoria de una contingencia de transmisión 124

Índice de Figuras

Figura 3.1 Perfil horario de la potencia disponible normalizada. 25
Figura 3.2 Disponibilidad fotovoltaica en la ventana horaria de estudio. 26
Figura 3.3 Representación equivalente de una planta fotovoltaica. 33
Figura 3.4 Estructura de control de los modelos fotovoltaicos. 34
Figura 3.5 Sistema SMIB para la coordinación del portafolio fotovoltaico. . . . 36
Figura 3.6 Arquitectura conceptual de coordinación del portafolio fotovoltaico. 38

Figura 4.1 Flujo metodológico del estudio: (1) caracterización estadística, (2) coordinación en el SMIB y (3) evaluación en el SEN. 41
Figura 4.2 Trayectoria de frecuencia aplicada en el sistema SMIB. 47
Figura 4.3 Acoplamiento entre MVMO y PowerFactory. 52
Figura 4.4 Ubicación de las centrales fotovoltaicas de estudio dentro de la topología del SEN. 57
Figura 4.5 Etapas de transformación entre el generador equivalente y el POI. . 60

Figura 5.1 Reducciones de generación a las 13:00. 67
Figura 5.2 Error de pronóstico a las 13:00. 67
Figura 5.3 Reserva estadística R_{95} según el despacho y la configuración. 69
Figura 5.4 Correlación de Pearson entre los errores de pronóstico. 70
Figura 5.5 Ubicación de las condiciones simuladas en la distribución histórica de reserva agregada. 72
Figura 5.6 Generación real y pronosticada de las tres plantas el 10 de septiembre de 2025. 73
Figura 5.7 Reserva fotovoltaica del portafolio, reserva comprometida $R_{95,\mathrm{agg}}$ y aporte a los 10 s simulado en el SMIB. 74
Figura 5.8 Nadir del caso 2 frente al escenario 0. 77
Figura 5.9 Aporte fotovoltaico a los 10 y 60 s frente a $R_{95,\mathrm{agg}}$. 78
Figura 5.10 Componente comprometida y excedente del aporte fotovoltaico a los 10 s, escenario 1, San Isidro II. 79
Figura 5.11 Uso de la reserva fotovoltaica por planta a los 10 s, escenario 2, caso 2, San Isidro II. 81
Figura 5.12 Uso de la reserva fotovoltaica por planta a los 10 s, escenario 3, caso 2, San Isidro II. 82
Figura 5.13 Aporte por planta a los 10 s, MAPA TG8, escenario 1. 83
Figura 5.14 Composición del aporte primario a los 10 s. 84
Figura 5.15 Evolución del aporte fotovoltaico entre los 10 y los 60 s, escenario 1, San Isidro II. 85

Figura 5.16 Frecuencia del SEN en la desconexión de San Isidro II, D30, escenarios 0, 1 y 4. 87
Figura 5.17 Frecuencia del SEN en la desconexión de MAPA TG8, D50, escenario 0 y sustituciones parcial y extrema. 88
Figura 5.18 Composición del aporte primario a los 10 s en el escenario 4. Sobre cada barra se indican el aporte total y la fracción fotovoltaica. . . . 89

Figura A.1 Distribución de centrales de generación por tecnología en Chile, según la caracterización utilizada en la preselección (2026). 98
Figura B.1 Modelo compuesto del controlador de planta de CEME en el SEN. . 106
Figura B.2 Tipo del controlador de planta REPC_C utilizado en el SMIB. . . 107
Figura B.3 Controlador de planta REPC_A de CEME en el SEN. Los recuadros marcan los parámetros fijados en este estudio. 108
Figura C.1 Resultados y balance de potencia del caso 2.1 del ECFyDR. 116
Figura F.1 Frecuencia en la barra O'Higgins 220 kV ante la apertura del circuito 1 de la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico. 124
Figura F.2 Potencia activa de los parques CEME 1, Usya y Sol del Desierto (unidades 1 y 2) ante la misma contingencia. 125

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Jerarquía normativa aplicable al CPF en el SEN. 8
Tabla 2.2 Participación y desempeño en CPF+ durante 2025 por tecnología. . 10
Tabla 2.3 Exigencias relevantes para el control de frecuencia de PFV. 11
Tabla 2.4 Referencias de frecuencia consideradas en el estudio. 12
Tabla 2.5 Escalones del EDAC por subfrecuencia. 13
Tabla 2.6 CPF inicial requerido a los 10 s ante 400 MW desconectados, según la inercia y la generación bruta del SEN [MW]. 17
Tabla 2.7 Criterios nacionales aplicados en la memoria. 19

Tabla 3.1 Plantas fotovoltaicas seleccionadas para el estudio. 22

Tabla 4.1 Parámetros principales del control potencia–frecuencia. 45
Tabla 4.2 Configuración del proceso de optimización MVMO. 52
Tabla 4.3 Escenarios de evaluación de la participación fotovoltaica en el CPF. 54
Tabla 4.4 Características del sistema de estudio reconstruido. 56
Tabla 4.5 Datos de las unidades desconectadas en cada contingencia. 58
Tabla 4.6 Energía cinética y RoCoF inicial de las contingencias evaluadas. . . 59
Tabla 4.7 Correspondencia entre el plan de trabajo aprobado y su ejecución. . 62
Tabla 4.8 Reserva $R_{95,\mathrm{agg}}$ anual y por estación [MW]. 64

Tabla 5.1 Reserva individual según el nivel de despacho a las 13:00. 68
Tabla 5.2 Reserva estadística R_{95} y despacho crítico según la configuración, a las 13:00. 69
Tabla 5.3 Límite $P_{\mathrm{máx},i}$ por escenario y despacho, en MW y, entre paréntesis, en pu de S_n. 71
Tabla 5.4 Estatismos base del caso 1. 73
Tabla 5.5 Estatismos ajustados y aporte a los 10 s en el SMIB. 74
Tabla 5.6 Indicadores de la línea base sin participación fotovoltaica (escenario 0). 76
Tabla 5.7 Utilización de la reserva fotovoltaica por planta a los 10 s en el caso 2 [%]. 81
Tabla 5.8 Configuraciones del escenario 4. 86
Tabla 5.9 Unidades cuyos reguladores se deshabilitan en la desconexión de San Isidro II. 87
Tabla 5.10 Indicadores del escenario 4 frente a sus referencias. 89

Tabla A.1 Desagregación del universo de centrales solares utilizado en la preselección. 99
Tabla A.2 Criterios técnicos empleados para la preselección de PFV. 99

Tabla A.3 Clasificación del factor de desempeño. 100
Tabla A.4 Clasificación de comunas por zona eléctrica, región y aspectos técnicos. 103
Tabla A.5 PFV preseleccionados para el análisis. 104
Tabla A.6 PFV seleccionados de la zona Norte Grande. 104
Tabla B.1 Bloques de control utilizados en el SEN y en el SMIB. 106
Tabla B.2 Estado original (base del Coordinador) y estado final de los elementos del control de frecuencia. 108
Tabla B.3 Parámetros comunes a todos los escenarios y parámetros variables. . 109
Tabla B.4 Parámetros del REPC_A (tipo REPC_A2) de las tres plantas del SEN. D_{dn}, D_{up} y $P_{máx}$ corresponden al caso guardado y se modifican por escenario. 109
Tabla B.5 Parámetros del P_Ref (tipo P_Ref_Generator2), plantas del SEN. 110
Tabla B.6 Parámetros del Q_Ref (referencia de potencia reactiva), CEME, SEN. 111
Tabla B.7 Parámetros del REEC_B (tipo REEC_B6), plantas del SEN. 111
Tabla B.8 Parámetros del REGC_A (tipo REGC_A9), plantas del SEN. . . . 112
Tabla B.9 Parámetros del REPC_C de CEME en el SMIB. La columna «Plantilla» indica el valor de la plantilla de DIgSILENT solo para los parámetros modificados. 112
Tabla B.10 Parámetros del REEC_D de CEME en el SMIB. 114
Tabla B.11 Parámetros del REGC_C de CEME en el SMIB, incluido el PLL. . 115
Tabla D.1 Resultados de sintonización del escenario 1: disponibilidad media. . . 117
Tabla D.2 Resultados de sintonización del escenario 2: reducción del 50 % del margen ascendente de CEME 1. 118
Tabla D.3 Resultados de sintonización del escenario 3: condición histórica de baja disponibilidad P7. 118
Tabla D.4 Datos de reproducibilidad de la sintonización con MVMO. 119
Tabla D.5 Resultado de MVMO por semilla, escenario 1, D40. 119
Tabla E.1 Resultados dinámicos del escenario 1 ante San Isidro II (397 MW). . 122
Tabla E.2 Resultados dinámicos del escenario 2 ante San Isidro II (397 MW). . 122
Tabla E.3 Resultados dinámicos del escenario 3 ante San Isidro II (397 MW). . 122
Tabla E.4 Resultados dinámicos del escenario 1 ante MAPA TG8 (166 MW). . 123
Tabla E.5 Resultados dinámicos del escenario 2 ante MAPA TG8 (166 MW). . 123
Tabla E.6 Resultados dinámicos del escenario 3 ante MAPA TG8 (166 MW). . 123
Tabla F.1 Potencia activa de los PFV ante la apertura de la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico. 125

Siglas

BESS: Sistema de almacenamiento de energía en baterías (del inglés *battery energy storage system*).

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CPF: Control primario de frecuencia.

CRF: Control rápido de frecuencia.

ECFyDR: Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas.

EDAC: Esquema de desconexión automática de carga.

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

ERV: Energía renovable variable.

HVDC: Transmisión en corriente continua de alta tensión (del inglés *high voltage direct current*).

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

ISSCC: Informe de servicios complementarios.

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.

MVMO: Algoritmo de optimización por mapeo de media y varianza (del inglés *Mean-Variance Mapping Optimization*).

NREL: National Renewable Energy Laboratory.

NTSyCS: Norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

OE: Objetivo específico.

PFV: Parque fotovoltaico.

PMGD: Pequeño medio de generación distribuida.

POI: Punto de interconexión.

REPC: Controlador de planta renovable (del inglés *renewable energy plant controller*).

RMS: Simulación dinámica de transitorios electromecánicos en valores eficaces (del inglés *root mean square*).

RoCoF: Tasa de cambio de frecuencia (del inglés *rate of change of frequency*).

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SMIB: Sistema de máquina única conectada a barra infinita (del inglés *single machine infinite bus*).

SSCC: Servicios complementarios.

TG: Turbina a gas.

TV: Turbina a vapor.

WECC: Western Electricity Coordinating Council.

Nomenclatura

Índices

i	Índice asociado a una planta fotovoltaica
d	Índice asociado al día de observación
h	Índice asociado a la hora de observación

Conjuntos

$\mathcal{N}$	Conjunto de plantas fotovoltaicas que conforman el portafolio

Parámetros

N_d	Número de días considerados en el análisis histórico
$P_{\text{neta},i}$	Potencia neta de la planta fotovoltaica i
$P_{\text{pronosticada},i}$	Potencia pronosticada de la planta fotovoltaica i
D	Nivel de despacho respecto de la potencia pronosticada (escalar; D30, D40 y D50 indican $D = 0{,}3$; 0,4 y 0,5). No debe confundirse con la ganancia de estatismo D_i
P_5	Percentil 5 de una distribución empírica (operador; P_7 es el percentil 7). No corresponde a una potencia
f_0	Frecuencia nominal del sistema
f_{db}	Banda muerta de frecuencia utilizada en el control potencia–frecuencia; Δf_{db} indica su valor en Hz
t_0	Instante de aplicación de la perturbación
T	Ventana de evaluación del aporte de CPF, igual a 10 s. Las constantes de tiempo del controlador se escriben con subíndice (T_{lag}, T_{frq}, T_{Pref})
α_{def}	Peso de penalización asociado al déficit respecto de la referencia de reserva
α_{exc}	Peso de penalización asociado al exceso respecto de la referencia de reserva

Variables estadísticas y de reserva

$P_{\text{real},i}(d,h)$	Potencia activa real registrada para la planta i
$P_{\text{red},i}(d,h)$	Reducción de generación registrada para la planta i
$P_{\text{disponible},i}(d,h)$	Potencia disponible reconstruida para la planta i
$p^{\text{norm}}_{\text{disponible},i}(d,h)$	Potencia disponible normalizada respecto de la potencia neta de la planta
$\overline{p}_i(h)$	Media de la potencia disponible normalizada de la planta i para la hora h

$\widetilde{p}_i(h)$	Mediana de la potencia disponible normalizada de la planta i para la hora h
$P_{\text{desp},i}(D)$	Potencia activa correspondiente al punto de operación definido por el nivel de despacho D
$e_{\text{pron},i}(d)$	Error de pronóstico de potencia de la planta fotovoltaica i
$R_{\text{esperada},i}(D)$	Margen de potencia esperado de la planta i para el nivel de despacho D
$R_{\text{real},i}(d,D)$	Reserva real disponible de la planta i para el día d y nivel de despacho D
$R_{\text{real,agg}}(d,D)$	Reserva real agregada del portafolio para el día d y nivel de despacho D
$R_{95,i}(D)$	Reserva de la planta i respaldada por una disponibilidad histórica del 95 %
$R_{95,\text{agg}}(D)$	Reserva agregada del portafolio respaldada por una disponibilidad histórica del 95 %
D^*	Nivel crítico de despacho asociado al límite de reserva no negativa

Variables dinámicas

$\Delta f(t)$	Desviación de frecuencia respecto de la frecuencia nominal
$P_{i,0}$	Potencia activa inicial de la planta i antes de la perturbación
$P_i(t,D_r)$	Potencia activa dinámica de la planta i para una configuración de parámetros de control
$\Delta P_i(t)$	Variación de potencia activa de la planta i respecto de su punto de operación inicial
$R_{\text{FV},i}$	Reserva fotovoltaica de la planta i, igual a su potencia disponible menos su potencia despachada
$\Delta P_{\text{FV,agg}}(t)$	Respuesta incremental agregada del portafolio fotovoltaico

Parámetros de control

D_i	Ganancia de estatismo de la planta i en el REPC, $D_i = 1/R_i$ en pu/pu; variable de decisión, con $12{,}5 \leq D_i \leq 50$. En el modelo, $D_{\text{dn},i} = D_{\text{up},i} = D_i$
D_r	Vector de estatismos de las plantas del portafolio (variable de decisión)
R_i	Estatismo porcentual asociado al control potencia–frecuencia de la planta i

Símbolos de control, sistema y evaluación

$P_{\text{máx},i}$	Límite superior de potencia activa de la planta i en el REPC, según la potencia disponible de la condición estudiada

$D_{\mathrm{dn},i}$, $D_{\mathrm{up},i}$	Ganancias de estatismo ante sobrefrecuencia y subfrecuencia; en este estudio ambas valen D_i
K_{pg}, K_{ig}	Ganancias proporcional e integral del regulador de potencia activa del REPC (1,0 y 0,3)
T_{lag}, T_{frq}	Constantes de tiempo del retardo de salida de potencia activa y del filtro de frecuencia del REPC
H_{pre}, H_{post}	Constante de inercia equivalente del sistema antes y después de la contingencia
S_{base}	Potencia base del sistema para el cálculo de inercia
KE_0, KE_{post}	Energía cinética almacenada en el sistema antes y después de la contingencia, $KE = H\,S_{\mathrm{base}}$ [GVA·s]
KE_i	Energía cinética de la unidad desconectada i, $KE_i = H_i\,S_{gn,i}$ [GVA·s]
H_j, $S_{gn,j}$, n_j	Constante de inercia, potencia nominal y número de unidades en paralelo de la máquina síncrona j
P_{LF}, $P_{0{,}9999}$	Potencia de flujo de carga y potencia previa a la falla de la unidad desconectada
ΔP	Potencia perdida en la contingencia
σ_e	Desviación estándar del error de pronóstico
$\mathcal{A}$	Subconjunto de plantas de una agregación; $D^*_{\mathcal{A}}$ y $R_{95,\mathcal{A}}$ son sus valores
D_i^*	Despacho crítico de la planta i considerada por separado
$P_{\mathrm{perd},j}$, $P_{\mathrm{fe},j}$, $P_{\mathrm{cu},j}$	Pérdidas totales, en el hierro y en el cobre de la etapa de transformación j
$S_{n,j}$, N_{etapas}	Potencia nominal de la etapa j y número de etapas de transformación
P_{gen}, P_{POI}	Potencia en bornes del inversor y en el punto de interconexión
f_{nadir}	Frecuencia mínima tras la contingencia
t_{est}, t_ε, ε	Tiempo de establecimiento, instante de ingreso a la banda y ancho de la banda de tolerancia
f_{60}	Frecuencia 60 s después de la contingencia
$\Delta P_{\mathrm{FV},i}(\tau)$, $\Delta P_{\mathrm{FV}}(\tau)$	Aporte incremental de la planta i y del portafolio τ segundos después de la contingencia, medido en el POI
$\Delta P_{\mathrm{Sync}}(\tau)$, N_{Sync}	Aporte incremental de las unidades síncronas y número de unidades en servicio
C_{10}	Cobertura del compromiso a los 10 s, $\Delta P_{\mathrm{FV}}(10\,\mathrm{s})/R_{95,\mathrm{agg}}$
$R_{\mathrm{real,agg},P7}$	Reserva agregada en el percentil 7 (Escenario 3)
$P^{\mathrm{red}}_{\mathrm{máx},\mathrm{CEME}}$, $P_{\mathrm{desp,CEME}}$	Límite reducido y despacho de CEME 1 en el Escenario 2
FD, P_{esperada}	Factor de desempeño y potencia esperada (Anexo A)

Funciones y otros símbolos

$F(D_r)$	Función objetivo del problema de coordinación
$\delta(D_r)$	Aporte incremental agregado de potencia activa alcanzado al término de la ventana de evaluación
Ta	Referencia de reserva de la función objetivo, igual a $R_{95,\text{agg}}(D)$
$C(\delta(D_r),\text{Ta})$	Función de penalización respecto de la referencia de reserva
ρ_{ij}	Coeficiente de correlación lineal de Pearson entre las plantas i y j

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto general

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile atraviesa una transformación estructural impulsada por la incorporación de energías renovables variables (ERV). De acuerdo con el reporte energético del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) correspondiente a noviembre de 2025, el sistema alcanzó una capacidad instalada bruta de 38.820,7 MW. De este total, 20.446,3 MW corresponden a tecnologías eólica y solar fotovoltaica, equivalentes al 52,7 % de la capacidad instalada [1].

La incorporación de generación basada en inversores modifica las condiciones bajo las cuales se mantiene la estabilidad de frecuencia. En particular, el desplazamiento de generación sincrónica puede reducir la inercia rotacional disponible y modificar la provisión convencional del control primario de frecuencia (CPF). Los escenarios operacionales estudiados por el CEN para el horizonte analizado consideran condiciones de baja inercia y alta penetración instantánea de ERV [2].

En este contexto, los parques fotovoltaicos (PFV) representan una alternativa para complementar la prestación del CPF cuando operan con margen de potencia activa disponible. Frente a una sub-frecuencia, este margen permite incrementar la inyección. Frente a una sobrefrecuencia, el control puede reducirla. La capacidad efectiva de respuesta depende tanto de la disponibilidad del recurso solar como de la estrategia de control implementada.

Esta memoria evalúa la participación agregada de PFV sin sistemas de almacenamiento en el CPF del SEN. El estudio integra procesamiento estadístico de registros reales de operación y simulación dinámica de transitorios electromecánicos en valores eficaces (RMS, del inglés *root mean square*) en DIgSILENT PowerFactory. El propósito es determinar una reserva fotovoltaica agregada estadísticamente sustentada y evaluar su utilización dinámica frente a condiciones representativas del sistema.

1.2 Antecedentes y motivación

El origen del estudio se relaciona con la evaluación de esquemas de prestación conjunta de CPF mediante PFV considerada en antecedentes de servicios complementarios (SSCC) del CEN [3]. Este tipo de prestación permite analizar conjuntamente la disponibilidad de diferentes instalaciones para gestionar la reserva ofrecida por un portafolio.

En esta memoria, la agregación se entiende como un portafolio de parques fotovoltaicos. La reserva se agrega estadísticamente y los estatismos se coordinan. Cada parque conserva su modelo y su controlador local.

La factibilidad técnica de que una planta fotovoltaica participe en servicios de frecuencia cuenta con antecedentes experimentales internacionales. El National Renewable Energy Laboratory (NREL), California ISO y First Solar demostraron que una planta fotovoltaica de gran escala, operada con margen de potencia disponible, puede proporcionar servicios asociados al control de potencia activa y frecuencia [4]. En paralelo, el Western Electricity Coordinating Council (WECC) y el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) han desarrollado modelos y requerimientos específicos para representar recursos basados en inversores [5], [6]. En Europa, la European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) ha estudiado el efecto de la menor inercia sobre la estabilidad de frecuencia [7].

En el ámbito nacional, los estudios de control de frecuencia y determinación de reservas (ECFyDR) del CEN constituyen antecedentes técnicos para evaluar los requerimientos de frecuencia y reserva del SEN [2]. Estos antecedentes motivan el análisis de una prestación que no dependa exclusivamente de una planta individual, sino que aproveche la disponibilidad conjunta de diferentes PFV.

1.3 Identificación del problema

La participación agregada de PFV en el CPF requiere abordar dos aspectos complementarios.

El primero es de naturaleza física y operacional. La potencia máxima disponible de un PFV depende del recurso solar y de las condiciones de operación. Por consiguiente, el margen entre la potencia disponible y la potencia despachada varía en el tiempo. Una reserva determinada únicamente a partir de condiciones nominales no representa necesariamente la potencia disponible cuando el servicio sea requerido.

La agregación permite analizar esta variabilidad desde una perspectiva de portafolio. Sin embargo, la reserva agregada debe preservar la correspondencia temporal entre las plantas. Por esta razón, resulta necesario determinar qué magnitud de reserva puede respaldar conjuntamente el portafolio y con qué nivel de disponibilidad histórica.

El segundo aspecto es dinámico. La existencia de potencia disponible no implica por sí sola una respuesta adecuada de CPF. La potencia que el PFV inyecta ante una perturbación depende de los parámetros de control, del estatismo, de los límites operacionales y de la interacción de los PFV con la respuesta del sistema.

El problema abordado consiste, por tanto, en vincular la disponibilidad del recurso, la reserva agregada y la respuesta dinámica de frecuencia. El estudio caracteriza estadísticamente la reserva del portafolio y posteriormente evalúa su utilización mediante simulaciones dinámicas bajo condiciones representativas del SEN.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Estudiar, modelar y simular en DIgSILENT PowerFactory el comportamiento dinámico de parques fotovoltaicos operando de forma agregada en la prestación del control primario de frecuencia (CPF) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando exclusivamente plantas fotovoltaicas sin sistemas de almacenamiento, complementando los análisis con herramientas de procesamiento y evaluación estadística en Python, para definir y justificar el nivel de reserva primaria renovable a partir de potencia efectivamente disponible (curtailment) y comparar su desempeño técnico, normativo y operativo frente a tecnologías de generación convencional.

1.4.2 Objetivos específicos

- Evaluar los criterios de desempeño exigidos en la Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS) y en la norma de SSCC del SEN, junto con la normativa internacional (WECC, IEEE, ENTSO-E), para establecer parámetros de modelación aplicables a fuentes renovables y convencionales.
- Simular contingencias a nivel de generación y transmisión utilizando datos sistémicos del Coordinador Eléctrico Nacional, priorizando eventos N-1 representativos y de mayor impacto en frecuencia con el fin de cuantificar la respuesta dinámica de frecuencia, nadir, el rate of change of frequency (RoCoF), tasa de toma de carga y la efectividad de la reserva primaria provista por parques fotovoltaicos agregados.
- Procesar las curvas de frecuencia y potencia obtenidas desde DIgSILENT PowerFactory mediante técnicas estadísticas que permitan definir y evaluar probabilísticamente la reserva primaria efectiva de los parques fotovoltaicos agregados, considerando niveles de confianza, seguridad y suficiencia de los aportes de reserva, facilitando la comparación objetiva entre escenarios con reserva netamente convencional y con reserva híbrida (incorporación de renovables).
- Evaluar mediante indicadores clave (frecuencia mínima post-falla, RoCoF, tiempo de recuperación, potencia efectiva activada, inercia y curtailment) la eficiencia y el desempeño en la respuesta dinámica de parques fotovoltaicos agregados respecto a centrales térmicas equivalentes, utilizando niveles de reserva definidos bajo criterios técnicos y estadísticos coherentes con la operación del SEN, y bajo distintos escenarios representativos de operación del sistema.

1.5 Alcance y condiciones de estudio

El estudio considera las siguientes centrales solares: CEME 1, Sol del Desierto y Usya. Es importante mencionar que estas centrales no cuentan con sistemas de almacenamiento. La capacidad de incrementar potencia frente a eventos de subfrecuencia proviene del margen existente entre la potencia disponible y el punto de despacho de cada instalación. Este margen corresponde a la potencia que la central deja de inyectar por reducciones de generación (vertimiento/*curtailment*) o por operar bajo su potencia disponible. En adelante, el término vertimiento designa estas reducciones.

La caracterización estadística utiliza registros horarios de generación real, reducciones de generación y pronóstico correspondientes al período comprendido entre el 1 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2025. La base de datos considerada contiene 396 días de información. El análisis se concentra en las 13:00, dentro del bloque de mayor disponibilidad solar comprendido entre las 11:00 y las 15:00.

La evaluación dinámica considera un conjunto acotado de escenarios representativos definidos durante el desarrollo del estudio en coordinación con el CEN. Los escenarios permiten analizar diferentes condiciones de disponibilidad fotovoltaica, niveles de despacho, configuración del estatismo y participación del portafolio en el CPF. La evaluación dinámica utiliza un único punto de operación, el caso 2.1 del ECFyDR 2026, una proyección a 2027 de baja inercia y alta penetración ERV. Las conclusiones dinámicas se limitan a esa condición. La Sección 4.8 detalla la correspondencia entre el plan de trabajo aprobado y lo ejecutado.

Las perturbaciones corresponden a contingencias de generación asociadas a las centrales termoeléctricas San Isidro II y MAPA TG8. La apertura del circuito 1 de la línea Nueva Pan de Azúcar–Polpaico de 500 kV se simuló solo de forma exploratoria. La simulación no convergió más allá de 11,3 s, por lo que esta evaluación se declara como limitación y no sustenta conclusiones sobre el CPF (Anexo F).

La evaluación no incorpora sistemas de almacenamiento en baterías (BESS, del inglés *Battery Energy Storage System*).

El procesamiento estadístico y la sintonización inicial en el sistema de máquina única conectada a barra infinita (SMIB, del inglés *Single Machine Infinite Bus*) se realizaron en un computador con Windows 10, procesador AMD Ryzen 5 4500U y 8 GB de memoria RAM. Esta etapa utilizó DIgSILENT PowerFactory 2024 SP1 y Python 3.12. Las simulaciones RMS finales del SEN se ejecutaron en un equipo con Windows 11, procesador Intel Core i7-1165G7 de 2,80 GHz y 16 GB de memoria RAM, utilizando DIgSILENT PowerFactory 2026 SP2.

1.6 Estructura de la memoria

El Capítulo 2 presenta el marco teórico y normativo aplicable al CPF y a la participación de recursos basados en inversores.

El Capítulo 3 formula el problema estadístico y dinámico, define las variables utilizadas y establece la relación entre disponibilidad, despacho y reserva agregada.

El Capítulo 4 desarrolla el diseño experimental y los procedimientos utilizados para el procesamiento estadístico, la sintonización en el sistema SMIB y las simulaciones dinámicas del SEN.

El Capítulo 5 presenta y discute los resultados estadísticos y dinámicos obtenidos bajo los escenarios evaluados.

El Capítulo 6 presenta el resumen final y las conclusiones, vinculando los principales resultados con los objetivos de la memoria. Además, se plantean las líneas de trabajo futuro.

Los anexos complementan el cuerpo de la memoria. El Anexo A documenta la selección de las plantas; el Anexo B, los modelos de control y sus parámetros; el Anexo C, los antecedentes del caso de estudio del Coordinador; el Anexo D, los resultados de la sintonización en el SMIB; el Anexo E, el resumen de los resultados dinámicos ante contingencias de generación; y el Anexo F, la evaluación exploratoria de transmisión.

Finalmente, la memoria se complementa con un documento digital externo, el *Anexo de resultados de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory* [8]. Este documento no forma parte del presente volumen, ya que se entrega por separado, en formato digital, junto con la memoria. Reúne los resultados detallados de las simulaciones dinámicas, incluidas las condiciones operativas de las unidades generadoras y sus contribuciones individuales al CPF, y respalda los análisis del Capítulo 5.

Capítulo 2

Marco teórico y normativo

La participación de PFV en el CPF requiere relacionar las exigencias de seguridad de frecuencia del SEN, la capacidad técnica de los parques para modificar su potencia activa y la disponibilidad efectiva de reserva bajo un recurso solar variable. Estos elementos determinan, respectivamente, la respuesta requerida por el sistema, la forma en que puede actuar el control y el margen de potencia que puede inyectarse.

Este capítulo establece el marco técnico y normativo utilizado para abordar estas dimensiones. Primero, revisa la regulación chilena aplicable a los SSCC y los requisitos técnicos asociados a la respuesta de los PFV, junto con los estándares sistémicos de frecuencia y los criterios aplicables. Después, presenta los fundamentos utilizados para determinar los requerimientos de reserva y para caracterizar la disponibilidad de reserva fotovoltaica.

Finalmente, las referencias internacionales del WECC, el estándar IEEE 2800-2022 y la ENTSO-E se utilizan como elementos de contraste para la representación dinámica y el desempeño de recursos basados en inversores. De esta forma, el capítulo conecta los requisitos normativos con los criterios utilizados posteriormente en la caracterización estadística, la metodología de simulación y la evaluación dinámica del portafolio fotovoltaico.

2.1 Jerarquía normativa del sector eléctrico chileno

La prestación de SSCC en Chile se sustenta en instrumentos legales, reglamentarios, normativos y operativos. La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) establece el marco general para la coordinación del SEN y la prestación de los SSCC [9]. El Reglamento de SSCC, aprobado mediante el Decreto Supremo N.° 113 de 2017, regula los procesos asociados a su definición, prestación y remuneración [10].

La Comisión Nacional de Energía (CNE) define las categorías y características de los servicios requeridos para preservar la seguridad y calidad del sistema. La CNE dicta además dos normas técnicas. La NTSyCS establece los requisitos técnicos de las instalaciones y los estándares de desempeño del SEN. La norma de SSCC establece los criterios para la determinación, prestación, verificación y evaluación de estos servicios [11], [12].

El CEN implementa este marco mediante estudios e informes operativos. Entre ellos se encuentran el Informe de SSCC (ISSCC), el ECFyDR y los informes de evaluación del desempeño de los SSCC [3], [13], [14].

La Tabla 2.1 resume los principales instrumentos utilizados como referencia en esta memoria.

Tabla 2.1: Jerarquía normativa aplicable al CPF en el SEN.

Nivel	Instrumento	Organismo	Rol respecto del CPF
Legal	LGSE, DFL N.° 4/2006 y modificaciones	Ministerio de Energía	Establece el marco legal para la coordinación y prestación de SSCC.
Reglamentario	DS N.° 113/2017	Ministerio de Energía	Regula la definición, adquisición, prestación y remuneración de los SSCC.
Definición	Informe de definición de SSCC	CNE	Define las categorías y atributos de los servicios asociados al control de frecuencia.
Normativo	NTSyCS y norma de SSCC	CNE	Establece requisitos técnicos, estándares sistémicos y procedimientos de evaluación.
Operativo	ISSCC, ECFyDR e informes de desempeño	CEN	Cuantifica requerimientos, reservas y desempeño efectivo de los servicios.

Fuente: elaboración propia a partir de [3], [9], [10], [11], [12].

2.2 CPF en el SEN

2.2.1 Definición y atributos del CPF

La frecuencia de un sistema eléctrico refleja el equilibrio instantáneo entre la potencia activa generada y la potencia demandada. Una pérdida de generación produce un déficit de potencia y provoca una disminución de frecuencia. Una pérdida de consumo o un exceso de generación produce el comportamiento contrario.

La respuesta inicial del sistema frente a un desequilibrio depende, entre otros factores, de la energía cinética almacenada en las masas rotatorias conectadas. Posteriormente intervienen la respuesta de la demanda y los sistemas de control de frecuencia de las instalaciones participantes.

El CPF corresponde a una acción de control automática y local destinada a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Para este servicio se establece un tiempo total de activación de 10 s y un tiempo mínimo de entrega de 5 min [15].

La prestación puede actuar en dos sentidos:

- El CPF+ responde frente a condiciones de subfrecuencia mediante el aumento de inyección de potencia activa o la reducción del consumo.
- El CPF– responde frente a condiciones de sobrefrecuencia mediante la disminución de la inyección o el aumento del consumo.

La evaluación del servicio debe distinguir la capacidad comprometida de la potencia efectivamente inyectada. El ECFyDR utiliza el aporte a los 10 s como una referencia para caracterizar la respuesta inicial del CPF y evalúa además su comportamiento durante el período posterior [13].

2.2.2 Reserva primaria y respuesta de los PFV

La NTSyCS define la reserva primaria como la reserva destinada al CPF. Asimismo, la reserva para control de frecuencia corresponde al margen de potencia activa disponible en las instalaciones para realizar acciones de control [11].

En generación fotovoltaica sin almacenamiento, la prestación de CPF+ requiere disponer de margen entre la potencia inyectada y la potencia que podría obtenerse del recurso solar en ese instante. Este margen puede generarse mediante vertimiento.

Ante una condición de subfrecuencia, el controlador puede utilizar dicho margen para incrementar la inyección de potencia. Ante una sobrefrecuencia, el parque también puede reducir su generación respecto del punto de operación previo.

La disponibilidad del margen no depende únicamente de la potencia nominal del parque. También depende del recurso solar y del punto efectivo de operación. Esta característica introduce una componente de incertidumbre que motiva el tratamiento estadístico desarrollado posteriormente.

2.2.3 Estado actual de la prestación del CPF en el SEN

La estadística oficial de prestación de los SSCC durante 2025 permite caracterizar la participación efectiva de las distintas tecnologías en el CPF [14]. La prestación durante dicho período se concentró principalmente en unidades hidráulicas y térmicas. Las centrales solares, eólicas y los sistemas de almacenamiento registraron una participación considerablemente menor. La Tabla 2.2 resume los antecedentes reportados por el Coordinador para CPF+.

Tabla 2.2: Participación y desempeño en CPF+ durante 2025 por tecnología.

Tecnología	**Unidades participantes / habilitadas**	**Horas de participación**	**Fracción del total de horas [%]**	**Horas con desempeño > 95 % [%]**	**Horas no verificables [%]**
Hidráulica	21 / 29	51.335	63,2	76	10
Térmica	36 / 68	26.270	32,3	54	15
Solar	12 / 24*	2.012	2,5	18	47
Eólica		1.386	1,7	9	58
BESS	2 / 5	211	0,3	9	39
Total	—	**81.214**	**100**	—	—

*Habilitación reportada conjuntamente para recursos eólicos y solares. La fracción del total se calcula sobre las horas de las cinco tecnologías. Fuente: elaboración propia a partir de las Tablas 9, 10 y 11 de [14].

La categoría *no verificable* debe distinguirse de un desempeño insuficiente. Esta clasificación indica que la prestación no pudo ser evaluada conforme a los antecedentes disponibles y al procedimiento aplicado por el Coordinador. Por tanto, no permite concluir por sí sola que la respuesta dinámica del recurso haya sido deficiente.

Estos antecedentes muestran que la habilitación técnica de los PFV para prestar CPF no equivale a su participación efectiva. En 2025, solo la mitad de las unidades eólicas y solares habilitadas participó, y su aporte fue marginal.

2.3 Exigencias técnicas para PFV

2.3.1 Control de frecuencia y potencia activa

La NTSyCS define el controlador de frecuencia/potencia de un PFV como el dispositivo que permite modificar su generación en función de la frecuencia medida en el punto de conexión. El controlador detecta desviaciones respecto de una referencia y actúa sobre el sistema de control de potencia activa [11].

La NTSyCS exige que los parques eólicos y fotovoltaicos sean controlables dentro del rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada instante. Asimismo, deben disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF [11].

La Tabla 2.3 resume los parámetros de mayor relevancia para la presente memoria.

Tabla 2.3: Exigencias relevantes para el control de frecuencia de PFV.

Parámetro	Exigencia	Interpretación
Retardo inicial	< 2 s	Tiempo máximo para iniciar la acción de control frente a la desviación de frecuencia.
Estatismo en subfrecuencia	2–8 %	Determina la sensibilidad de la respuesta de potencia frente a la desviación de frecuencia.
Banda muerta	±200 mHz	Banda establecida para el controlador de frecuencia/potencia de parques eólicos y fotovoltaicos.
Respuesta en sobrefrecuencia	Hasta 55 % de P_{disp}/Hz	Reducción proporcional de potencia activa para el rango de frecuencia definido por la NTSyCS.
Disponibilidad del recurso	Limitante de la respuesta	La respuesta queda restringida por la potencia activa efectivamente disponible.
Tasa de toma de carga	0–20 % de P_n/min	Rango de ajuste de la tasa de incremento de potencia.

Fuente: elaboración propia a partir de la NTSyCS [11].

2.3.2 Banda muerta adoptada para la modelación

La banda muerta utilizada para modelar la prestación del CPF requiere distinguir la exigencia general establecida en la NTSyCS del criterio adoptado en los modelos dinámicos utilizados en esta memoria.

La NTSyCS establece una banda muerta de ±200 mHz para el controlador de frecuencia/potencia de parques eólicos y fotovoltaicos [11]. Por otra parte, los estudios del Coordinador han analizado el empleo de bandas más reducidas para instalaciones que participan efectivamente en el CPF [2].

Los modelos dinámicos de los PFV utilizados en esta memoria consideran una banda muerta de ±0,0005 pu. Para una frecuencia nominal de 50 Hz, este valor corresponde a

$$\Delta f_{\text{db}} = 0{,}0005 \cdot 50 = 0{,}025 \text{ Hz} = 25 \text{ mHz}. \tag{2.1}$$

2.4 Estándares sistémicos y contingencias de referencia

2.4.1 Desempeño de frecuencia del SEN

La NTSyCS establece rangos de frecuencia y condiciones de soportabilidad para la operación del SEN [11]. Estos valores cumplen funciones diferentes y no deben interpretarse como límites equivalentes.

La frecuencia nominal del SEN es 50 Hz y la banda de 49,8–50,2 Hz define la operación normal. Ante contingencias, la normativa agrega criterios para la excursión transitoria, para

el régimen posterior y para la soportabilidad de las instalaciones. Entre ellos se encuentra el primer escalón del esquema de desconexión automática de carga (EDAC), descrito en la Sección 2.4.2. La Tabla 2.4 resume las referencias utilizadas posteriormente para interpretar los resultados dinámicos.

Tabla 2.4: Referencias de frecuencia consideradas en el estudio.

Criterio	Referencia	Función
Frecuencia nominal	50 Hz	Referencia nominal del SEN.
Banda de operación normal	49,8–50,2 Hz	Operación en régimen normal.
Frecuencia después de la acción del CPF	$>$ 49,3 Hz	Límite del error permanente una vez que actúa el CPF.
Primer escalón del EDAC	48,9 Hz	Criterio preventivo: las reservas deben evitar que la frecuencia lo alcance ante una contingencia simple.
Mínimo normativo ante contingencia simple	48,3 Hz	Límite de seguridad de la NTSyCS para instalaciones del sistema de transmisión de 200 kV o más.
Límite de RoCoF	2 Hz/s durante 500 ms	Cambio de frecuencia que las instalaciones deben soportar sin desconectarse.

Fuente: elaboración propia a partir de [11], [12], [16].

El mínimo de 48,3 Hz proviene del artículo 5-35 de la NTSyCS [11]. Ante una contingencia simple, esta es la frecuencia mínima admitida en instalaciones del sistema de transmisión (ST) de tensión igual o superior a 200 kV. Para instalaciones del ST de tensión inferior a 200 kV, la norma admite un descenso transitorio bajo ese valor durante menos de 200 ms. Por eso, este umbral es una referencia normativa de excursión transitoria y no un límite universal para todas las instalaciones del SEN.

2.4.2 Esquema de desconexión automática de carga

El EDAC por subfrecuencia es la última defensa automática del SEN ante una caída de frecuencia. Cuando la respuesta de los generadores no alcanza a compensar una pérdida de generación, el esquema desconecta bloques de demanda en etapas, llamadas escalones, para detener la caída. La Tabla 2.5 presenta los escalones propuestos por el Coordinador en su estudio del EDAC [16].

Los escalones operan con dos criterios:

- Los escalones 1 a 4 actúan por frecuencia absoluta. Cada uno desconecta su bloque de carga cuando la frecuencia cae bajo su umbral, desde 48,9 hasta 48,3 Hz.

Tabla 2.5: Escalones del EDAC por subfrecuencia.

Escalón	Ajuste	Monto de carga [%]	Monto de carga [MW](*)
1	48,9 Hz	2	132–197
2	48,7 Hz	3	197–295
3	48,5 Hz	4	263–394
4	48,3 Hz	6	395–591
5	49,0 Hz y −0,6 Hz/s	5	329–492
6	48,8 Hz y −0,6 Hz/s	5	329–492
Total		**25**	**1.644–2.462**

(*) Montos de carga estimados para escenarios de demanda baja y alta, respectivamente. Fuente: adaptado de la Tabla 1-1 de [16].

- Los escalones 5 y 6 actúan por tasa de variación. Desconectan carga cuando la frecuencia cae más rápido que 0,6 Hz/s y, al mismo tiempo, está bajo 49,0 o 48,8 Hz. Esta condición anticipa la desconexión en las contingencias más severas, antes de que la frecuencia llegue a los umbrales absolutos.

En conjunto, el esquema puede desconectar hasta el 25 % de la demanda, entre 1.644 y 2.462 MW según el escenario de demanda [16].

Dos umbrales de la Tabla 2.4 cumplen funciones distintas y conviene no confundirlos:

- **48,9 Hz, primer escalón del EDAC, es un criterio preventivo.** El primer escalón se ajusta en este valor para cumplir el artículo 3-11 de la norma de SSCC: con las reservas de control de frecuencia en operación, una contingencia simple no debe activar el EDAC [16]. El mismo estudio identifica la mayor unidad generadora del SEN, de unos 400 MW, con la central San Isidro 2.

- **48,3 Hz es el límite normativo de seguridad.** Corresponde al mínimo de la NTSyCS descrito antes. El estudio del EDAC busca además reducir el tiempo bajo este valor, para evitar la operación indeseada de protecciones de subfrecuencia que comprometan la recuperación del sistema [16].

Esta memoria adopta 48,9 Hz como referencia de seguridad, por ser el criterio más exigente. Un nadir sobre ese valor indica que la contingencia no provoca desconexión de carga. Para contingencias simples, este criterio resulta más exigente que utilizar solo el mínimo normativo de 48,3 Hz [12], [13].

2.4.3 Contingencias de referencia y severidad 5

La evaluación del desempeño de frecuencia requiere definir las perturbaciones frente a las cuales debe verificarse la seguridad del SEN. La NTSyCS clasifica distintos eventos de acuerdo con categorías de severidad. Para el dimensionamiento de reservas de control de frecuencia resulta particularmente relevante la severidad 5 [11].

La severidad 5 comprende la desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o del sistema de almacenamiento de energía de mayor tamaño. Para centrales de ciclo combinado debe considerarse además la configuración turbina de gas–turbina de vapor cuando una contingencia simple pueda afectar total o parcialmente a más de una unidad.

La definición contempla también eventos asociados al ST. En particular, considera la desconexión intempestiva de un elemento serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora. También incorpora la desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda que pueda resultar de una contingencia simple en instalaciones de clientes y determinadas fallas permanentes en enlaces de corriente continua de alta tensión (HVDC, del inglés *high voltage direct current*) [11].

La norma de SSCC establece que la determinación conjunta de las reservas de control rápido de frecuencia (CRF) y de CPF debe considerar eventos de referencia asociados a las mayores pérdidas de generación o inyección y de demanda. Entre las evaluaciones consideradas se encuentran las fallas de severidad 5, junto con las variaciones instantáneas de demanda neta y los requerimientos mínimos de inercia [12].

Para los estudios de control de frecuencia, esta categoría representa pérdidas de generación capaces de producir desequilibrios relevantes en la operación del SEN. El ECFyDR considera explícitamente como contingencia de severidad 5 la desconexión de San Isidro II TG–TV, con una pérdida del orden de 397 MW [2]. Este antecedente respalda la selección de contingencias de generación utilizada posteriormente en la evaluación dinámica de esta memoria.

2.4.4 Inercia y RoCoF

La respuesta inicial de frecuencia posterior a una contingencia depende de la magnitud del desbalance de potencia y de la inercia que permanece en servicio. El ECFyDR estima el RoCoF de los primeros instantes mediante la aproximación

$$\mathrm{RoCoF} \approx -\frac{\Delta P}{2\, H_{\mathrm{post}}\, S_{\mathrm{base}}}\, f_0, \tag{2.2}$$

donde ΔP corresponde al desbalance de potencia provocado por la contingencia, expresado en GW, y f_0 es la frecuencia nominal. S_{base} es la potencia base, en GVA, y H_{post} es la constante de inercia equivalente del sistema después de la contingencia, en segundos, referida a esa base. Como potencia base puede tomarse la capacidad total de las unidades sincrónicas en servicio, criterio que utiliza el Capítulo 4. Con esa elección, el producto

$H_{\text{post}}S_{\text{base}}$, en GVA·s, es la inercia sistémica remanente, es decir, la energía cinética almacenada en las masas rotatorias que siguen conectadas. Este producto no depende de la base elegida, y es la magnitud que el ECFyDR reporta como inercia del sistema.

La ecuación (2.2) muestra que, para un mismo desbalance de potencia, una reducción de la inercia incrementa la magnitud inicial del RoCoF. Esta relación explica la evaluación conjunta de inercia y reservas realizada por el Coordinador.

La interpretación del RoCoF requiere distinguir dos referencias. La NTSyCS exige que las unidades y parques generadores soporten cambios de frecuencia de hasta 2 Hz/s sin desconectarse, considerando su ventana de medición [11]. Este valor es una exigencia de soportabilidad y no un objetivo operacional para el SEN. La segunda referencia es el umbral de $-0{,}6$ Hz/s de los escalones 5 y 6 del EDAC (Sección 2.4.2), de modo que, si el RoCoF de una contingencia no supera esa tasa, esos escalones no actúan.

Estas referencias permiten interpretar posteriormente el RoCoF, el nadir y la evolución de la frecuencia después de la contingencia como indicadores complementarios del desempeño dinámico.

2.5 Determinación de reservas para el CPF

2.5.1 Criterios normativos de dimensionamiento

La norma de SSCC establece que el Coordinador debe determinar conjuntamente los montos de reserva de CRF y CPF. El efecto combinado de estas reservas debe contribuir a evitar la inestabilidad del SEN, limitar la excursión de frecuencia a los rangos normativos y considerar los requerimientos asociados al RoCoF y a la inercia [12].

La determinación considera eventos de referencia asociados a pérdidas de generación, inyección o demanda, variaciones instantáneas de la demanda neta y requerimientos mínimos de inercia. El ECFyDR aplica estos criterios mediante simulaciones dinámicas para diferentes condiciones de operación del SEN [13].

Para determinar reservas conviene distinguir tres conceptos. El requerimiento sistémico es la respuesta que el sistema necesita para mantener el desempeño de frecuencia dentro de los criterios aplicables. La reserva disponible, en cambio, corresponde a lo que el ECFyDR denomina reserva en giro, definida como el margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de instalaciones puede aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o una reducción brusca de la generación [13]. Este término proviene de las unidades síncronas, cuyo margen se mantiene en máquinas que giran conectadas al sistema. Como un PFV no tiene masas rotatorias, en esta memoria el margen equivalente de un parque fotovoltaico se denomina reserva fotovoltaica. La reserva para control de frecuencia es el margen de potencia activa destinado a ese control, y su componente para el CPF constituye la reserva primaria. Finalmente, el aporte efectivo de reserva es la potencia activa que la instalación inyecta por control de frecuencia después de la perturbación. Este

aporte depende de la desviación de frecuencia y del estatismo, por lo que puede ser menor que la reserva disponible sin que ello implique un incumplimiento.

Esta distinción resulta especialmente relevante para generación fotovoltaica. El requerimiento sistémico depende de la perturbación y de las condiciones del SEN. La reserva fotovoltaica, en cambio, depende del recurso solar y del punto de operación del parque, ya que existe solo cuando el parque genera bajo su potencia disponible, ya sea por vertimiento o por un despacho reducido.

2.5.2 Reserva fotovoltaica y tratamiento probabilístico

La potencia disponible de un PFV varía con las condiciones del recurso solar. Cuando el parque opera por debajo de dicha potencia, la diferencia constituye su reserva fotovoltaica, que puede utilizarse para CPF+. En esta memoria, la potencia disponible se reconstruye a partir de la generación real y las reducciones registradas, y el margen se obtiene como la diferencia entre dicha potencia y el nivel de despacho.

La variabilidad temporal del recurso implica que el margen no puede representarse adecuadamente mediante un único valor determinista. Por esta razón, la norma de SSCC establece criterios probabilísticos para la determinación de reservas. El artículo 3-13 indica que el nivel de confianza utilizado para determinar las componentes de reserva a partir del análisis histórico debe ser definido por el Coordinador y no puede ser inferior al 95 % [12]. Los artículos 3-24 a 3-26 incorporan además el tratamiento de información histórica y de distribuciones de probabilidad para caracterizar las variaciones asociadas a la demanda y a los recursos primarios variables [12]. La Sección 3.5 formula el indicador estadístico que esta memoria utiliza para aplicar este criterio.

2.5.3 Requerimientos de CPF e inercia del SEN

El requerimiento de CPF frente a una contingencia no constituye una magnitud fija. Este valor depende, entre otros factores, de la potencia desconectada, de la inercia disponible y de la condición de generación del SEN.

El ECFyDR determina los requerimientos mediante simulaciones para diferentes condiciones de operación. Para contingencias de generación se consideran condiciones desfavorables de inercia y demanda, de manera que la respuesta de frecuencia cumpla los estándares normativos y evite la actuación del EDAC [13]. La Tabla 2.6 presenta un extracto de los requerimientos de aporte inicial de CPF a los 10 s para una desconexión de 400 MW.

Los valores muestran que, para una misma pérdida de generación, el requerimiento de respuesta inicial aumenta al disminuir la inercia. Con una generación de 9.000 MW, por ejemplo, el requerimiento sube de 203 MW con 60 GVA·s a 437 MW con 20 GVA·s de inercia.

Los estudios más recientes del Coordinador mantienen una contingencia del orden de 400 MW como referencia para la determinación de reservas. El ECFyDR 2026 considera

Tabla 2.6: CPF inicial requerido a los 10 s ante 400 MW desconectados, según la inercia y la generación bruta del SEN [MW].

Inercia	Generación bruta del SEN [MW]		
[GVA·s]	9.000	9.500	10.000
20	437	420	405
30	329	317	306
40	269	260	251
50	231	223	216
60	203	196	190

Nota: la generación bruta se informa descontado el consumo de BESS. Fuente: extracto de la Tabla 35 del ECFyDR 2026, Parte 1 [13].

la desconexión intempestiva de una unidad de cerca de 400 MW, que retira consigo unos 3,4 GVA·s de inercia [13]. Este valor corresponde a la energía cinética de la propia unidad que sale de servicio. Por eso, la inercia disponible después de la contingencia es menor que la inicial, y es esa inercia remanente la que determina el RoCoF de la ecuación (2.2).

La condición específica implementada en PowerFactory, junto con la inercia y el despacho correspondientes, se presenta en el Capítulo 4 y se evalúa en el Capítulo 5.

2.6 Referencias técnicas internacionales

Las referencias internacionales de esta sección se utilizan como complemento técnico y no como sustituto de las exigencias nacionales. Ninguna de ellas es vinculante en el SEN. La Sección 2.7 resume qué aporta cada una a la memoria y por qué sus valores numéricos no reemplazan a los criterios chilenos.

2.6.1 Modelación dinámica de recursos fotovoltaicos

El WECC ha desarrollado lineamientos para la representación de modelos dinámicos de centrales fotovoltaicas de gran escala [5]. Estos lineamientos describen una estructura modular que separa el convertidor, el control eléctrico y el controlador de planta. Esta separación permite analizar el control de potencia activa y frecuencia en forma independiente de la dinámica interna del convertidor.

Los modelos dinámicos utilizados en DIgSILENT PowerFactory siguen esta estructura. En particular, las funciones de control de potencia activa y frecuencia de los parques se analizan de forma separada respecto de la dinámica interna del convertidor. El WECC constituye, por tanto, la referencia de la estructura dinámica de los modelos fotovoltaicos empleados posteriormente.

2.6.2 Respuesta potencia–frecuencia de recursos basados en inversores

El IEEE publicó el estándar IEEE 2800-2022, que establece requisitos de interconexión y desempeño para recursos basados en inversores conectados a sistemas de transmisión [6]. Entre sus funciones se encuentra la capacidad de respuesta primaria frente a desviaciones de frecuencia, considerando acciones tanto ante subfrecuencia como ante sobrefrecuencia.

El estándar define parámetros configurables para la característica potencia–frecuencia. El estatismo puede ajustarse dentro de un rango de 2–5 %, mientras que la banda muerta posee un valor de referencia equivalente al 0,06 % de la frecuencia nominal y un rango configurable entre 0,025 % y 1,6 % de dicha frecuencia [6]. Para un sistema de 50 Hz, el valor de referencia de 0,06 % corresponde a 30 mHz, y el rango configurable, a 12,5–800 mHz.

El estándar establece además que la respuesta ante subfrecuencia queda limitada por la potencia activa disponible [6]. Este principio es el mismo que rige a los PFV analizados, cuya capacidad para incrementar potencia depende del margen entre el punto de operación y la potencia disponible del recurso solar.

La banda muerta de ±25 mHz implementada en los modelos dinámicos de esta memoria se encuentra dentro del rango configurable del estándar IEEE 2800-2022. El valor adoptado responde a los antecedentes nacionales y a la parametrización de los modelos utilizados, y no a una aplicación directa del estándar.

2.6.3 Inercia y estabilidad de frecuencia

La ENTSO-E ha estudiado el efecto de la reducción de la inercia sobre la estabilidad de frecuencia en sistemas con creciente participación de generación no síncrona [7]. Estos estudios relacionan la magnitud de los desequilibrios de potencia, la inercia disponible y la evolución inicial de la frecuencia.

Esta referencia permite interpretar el RoCoF como indicador de la respuesta inicial del sistema. Una reducción de la inercia incrementa la sensibilidad de la frecuencia frente a un mismo desequilibrio de potencia y aumenta la relevancia de una respuesta rápida de los recursos de control. Este principio es consistente con el tratamiento adoptado por el Coordinador para evaluar conjuntamente inercia, RoCoF y requerimientos de reserva. La ENTSO-E no fija, sin embargo, umbrales de frecuencia o de RoCoF para el SEN; por eso, la seguridad de los resultados se evalúa con los criterios nacionales de la Sección 2.4.

2.7 Síntesis de criterios aplicados en la memoria

El marco revisado permite distinguir tres magnitudes: (i) el requerimiento de reserva del SEN, (ii) la reserva disponible del portafolio fotovoltaico y (iii) la potencia efectivamente inyectada durante una contingencia. La distinción evita interpretar la reserva estadística como una orden de inyección o como un requerimiento sistémico. La Tabla 2.7 resume los criterios nacionales trasladados a la formulación estadística y a la evaluación dinámica.

Tabla 2.7: Criterios nacionales aplicados en la memoria.

Criterio	Valor o condición	Aplicación
Frecuencia nominal	50 Hz	Referencia de las simulaciones dinámicas.
Banda normal	49,8–50,2 Hz	Operación normal del SEN.
Frecuencia después de la acción del CPF	$> 49{,}3$ Hz	Referencia para el régimen posterior a la acción del CPF.
Primer escalón del EDAC	48,9 Hz	Referencia de seguridad: el nadir no debe alcanzarlo.
Mínimo normativo	48,3 Hz	Límite de seguridad de la NTSyCS.
Límite de RoCoF	2 Hz/s	Requisito de permanencia conectada de las instalaciones.
Escalones 5 y 6 del EDAC	$-0{,}6$ Hz/s	Tasa que activa la desconexión de carga anticipada.
Estatismo de los PFV	2–8 %	Rango de búsqueda de la sintonización.
Banda muerta NTSyCS	± 200 mHz	Exigencia general para parques eólicos y fotovoltaicos.
Banda muerta modelada	± 25 mHz	Valor implementado en los modelos dinámicos de los PFV.
Aporte inicial del CPF	10 s	Evaluación de la respuesta inicial de potencia.
Entrega mínima del CPF	5 min	Período mínimo de sostenimiento del servicio.
Nivel de confianza	≥ 95 %	Base del tratamiento probabilístico de la reserva.

Fuente: elaboración propia a partir de [11], [12], [13], [15], [16].

Las referencias internacionales no aportan valores a la Tabla 2.7 por tres razones. Primero, no son vinculantes en el SEN, donde rigen la NTSyCS y la norma de SSCC. Segundo, donde existe un criterio comparable, el chileno es igual de exigente o más amplio, ya que el rango de estatismo de 2–8 % contiene al de 2–5 % del estándar IEEE 2800-2022, y la banda muerta modelada de ± 25 mHz cae dentro del rango de 12,5–800 mHz del

mismo estándar. Tercero, ninguna de ellas fija umbrales de frecuencia para el SEN; la seguridad se evalúa con el primer escalón del EDAC y con el mínimo de la NTSyCS. Estas referencias cumplen, por tanto, un rol de respaldo técnico. El WECC aporta la estructura de los modelos dinámicos, el estándar IEEE 2800-2022 permite verificar la banda muerta modelada y el principio de respuesta limitada por la potencia disponible, y la ENTSO-E apoya la interpretación de la relación entre inercia y RoCoF.

Con estos criterios, el requerimiento sistémico queda definido por la contingencia y la condición de operación del SEN, y la reserva fotovoltaica, por la disponibilidad del recurso. El Capítulo 3 cuantifica esa reserva en términos estadísticos, y el Capítulo 4 define cómo se evalúa su respuesta dinámica en el SEN.

Capítulo 3

Formulación del problema

La participación agregada de PFV en el CPF requiere relacionar la variabilidad del recurso solar con la capacidad de las instalaciones para disponer de potencia activa e inyectarla ante desviaciones de frecuencia. Bajo esta perspectiva, el problema abordado en esta memoria comprende dos dimensiones complementarias. La primera corresponde a la determinación de una reserva fotovoltaica sustentada en la disponibilidad histórica del recurso y en la incertidumbre asociada al pronóstico de generación. La segunda corresponde a la coordinación de la respuesta dinámica de las plantas que conforman el portafolio.

Este capítulo establece la formulación que vincula ambas dimensiones. Primero se definen las variables empleadas para reconstruir la potencia disponible y determinar la reserva real disponible de cada planta. Luego se formula la agregación temporal del portafolio y el criterio probabilístico utilizado para obtener una reserva con disponibilidad histórica del 95 %. Finalmente, describe la representación dinámica de las plantas y la arquitectura de coordinación. La función objetivo que usa esa reserva como referencia se formula en el Capítulo 4, junto con su método de resolución.

La formulación distingue expresamente entre la reserva disponible y la potencia efectivamente inyectada. La primera establece la capacidad que el portafolio puede respaldar bajo el criterio estadístico adoptado, mientras que la segunda depende de la magnitud de la perturbación, de la desviación de frecuencia resultante y de la respuesta de los controladores. Esta distinción permite conectar el análisis histórico de disponibilidad con la evaluación dinámica del portafolio sin asumir que toda la reserva disponible debe inyectarse ante cualquier contingencia.

3.1 Descripción de las plantas y datos disponibles

La selección de las plantas fotovoltaicas consideradas en este estudio se realizó mediante la metodología descrita en el Anexo A, la cual contempla criterios asociados al desempeño operacional verificado, la disponibilidad de modelos dinámicos homologados y la representatividad geográfica de las instalaciones. De las cuatro plantas de la zona Norte Grande que cumplían inicialmente los criterios de desempeño operacional y disponibilidad de modelos, se identificaron Usya, Willka, Sol del Desierto y CEME 1. Willka quedó fuera porque tiene prevista su integración con un sistema BESS. Con baterías, una planta puede entregar reserva desde la energía almacenada y no solo desde su margen de generación. Esta memoria estudia PFV sin almacenamiento, por lo que incluir esa planta mezclaría dos fuentes de reserva distintas.

En consecuencia, el conjunto de análisis queda conformado por CEME 1, Usya y Sol del Desierto. La Tabla 3.1 presenta sus principales características.

Tabla 3.1: Plantas fotovoltaicas seleccionadas para el estudio.

Planta	Potencia neta [MW][(a)]	Zona	Propietario	ID[(b)]
CEME 1	403,3	Norte Grande	CEME 1 SpA	2010
Usya	55	Norte Grande	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1656
Sol del Desierto	225,31	Norte Grande	Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	1740

[(a)] Potencia que la planta entrega al sistema, descontados sus consumos propios y pérdidas. [(b)] Identificador en la Infotécnica del CEN. Fuente: elaboración propia a partir del Anexo A y de [17].

El conjunto de datos utilizado para caracterizar la disponibilidad de reserva se construyó a partir de tres fuentes consolidadas del CEN:

(i) generación real despachada [18];

(ii) vertimiento reportado [19]; y

(iii) pronóstico horario de potencia [20].

Los registros presentan resolución horaria y abarcan el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2025, con 396 días disponibles. La consolidación de las tres fuentes mantiene la correspondencia temporal entre las plantas seleccionadas.

El período cubre un año completo, con sus cuatro estaciones. La Sección 4.8.4 analiza el efecto de la estación sobre la reserva.

3.2 Formulación de la disponibilidad de potencia

El conjunto de plantas analizado queda definido como

$$\mathcal{N} = \{\text{CEME}, \text{Usya}, \text{Sol}\}, \qquad |\mathcal{N}| = 3. \tag{3.1}$$

Para cada planta $i \in \mathcal{N}$, día d y hora h, los registros contienen la generación real $P_{\text{real},i}(d,h)$, el vertimiento $P_{\text{red},i}(d,h)$ y la potencia pronosticada $P_{\text{pronosticada},i}(d,h)$.

3.2.1 Potencia disponible

La generación real de una planta fotovoltaica no representa necesariamente toda la potencia que el recurso primario permitía producir. Una instalación puede operar con vertimiento y, en consecuencia, una fracción de la potencia disponible puede no ser efectivamente inyectada al sistema.

En esta memoria, el vertimiento registrado no se utiliza directamente como reserva para el CPF ni se atribuye a una causa operacional específica. Su función es reconstruir la potencia disponible de la planta, a partir de la cual se obtiene después la reserva que puede destinarse al CPF.

Para cada planta i, día d y hora h, la potencia disponible queda definida por:

$$P_{\text{disponible},i}(d,h) = P_{\text{real},i}(d,h) + P_{\text{red},i}(d,h), \tag{3.2}$$

donde $P_{\text{real},i}(d,h)$ corresponde a la generación real y $P_{\text{red},i}(d,h)$ representa el vertimiento registrado.

La ecuación (3.2) reconstruye la potencia que habría podido inyectarse sin vertimiento. Por tanto, el análisis no supone que una determinada magnitud histórica de vertimiento estará disponible en una condición futura. Los registros se utilizan para reconstruir y caracterizar estadísticamente la disponibilidad observada del recurso.

La potencia disponible constituye, de esta forma, la referencia empleada posteriormente para determinar el margen ascendente existente respecto del punto de operación definido para cada nivel de despacho.

3.2.2 Normalización de la potencia disponible

Las diferencias de capacidad entre las tres instalaciones impiden comparar directamente sus perfiles horarios expresados en MW. Para realizar esta comparación, la potencia disponible se normaliza respecto de la potencia neta de cada planta,

$$p^{\text{norm}}_{\text{disponible},i}(d,h) = \frac{P_{\text{disponible},i}(d,h)}{P_{\text{neta},i}}. \tag{3.3}$$

La variable $P_{\text{neta},i}$ corresponde a la potencia neta de la planta i. La normalización

permite comparar la disponibilidad relativa de CEME 1, Usya y Sol del Desierto sin que las diferencias de capacidad condicionen la comparación.

La potencia neta se utiliza como base debido a que el análisis se desarrolla sobre disponibilidad de potencia activa. La normalización se emplea únicamente para comparar los perfiles horarios. Los cálculos posteriores de reserva conservan las magnitudes en MW.

3.3 Selección de la condición temporal de estudio

3.3.1 Selección del bloque horario

La disponibilidad de potencia de una planta fotovoltaica presenta una marcada dependencia horaria asociada a la variación intradiaria del recurso solar. La generación aumenta durante la rampa matinal, alcanza una región de mayor disponibilidad durante las horas centrales del día y disminuye posteriormente durante la rampa vespertina. Por esta razón, las observaciones correspondientes a distintas horas del día no representan condiciones equivalentes de disponibilidad.

En consecuencia, antes de caracterizar estadísticamente el margen de potencia disponible para CPF resulta necesario establecer una ventana temporal común. Esta delimitación evita combinar observaciones pertenecientes a etapas sustancialmente diferentes del perfil diario de generación.

La comparación utiliza la potencia disponible normalizada definida en la ecuación (3.3). Para cada planta y hora se calculan la media y la mediana de las 396 observaciones diarias disponibles.

La media horaria de la planta i se define como:

$$\overline{p}_i(h) = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} p^{\text{norm}}_{\text{disponible},i}(d,h), \qquad N_d = 396, \tag{3.4}$$

mientras que la mediana horaria corresponde a:

$$\widetilde{p}_i(h) = \text{mediana} \left\{ p^{\text{norm}}_{\text{disponible},i}(d,h) \quad \forall\, d = 1, \ldots, N_d \right\}. \tag{3.5}$$

La mediana representa el comportamiento central de la distribución con menor sensibilidad frente a observaciones extremas. La media se incorpora como medida complementaria para verificar la consistencia del perfil horario.

La Figura 3.1 presenta los perfiles horarios de media y mediana para las tres plantas seleccionadas donde se muestran la evolución temporal consistente entre media y mediana. La disponibilidad aumenta durante la mañana, permanece en una región elevada durante las horas centrales del día y disminuye posteriormente hacia la tarde. Las diferencias entre ambos estadísticos reflejan cierta asimetría en las distribuciones horarias, sin modificar la identificación general de la región central de mayor disponibilidad.

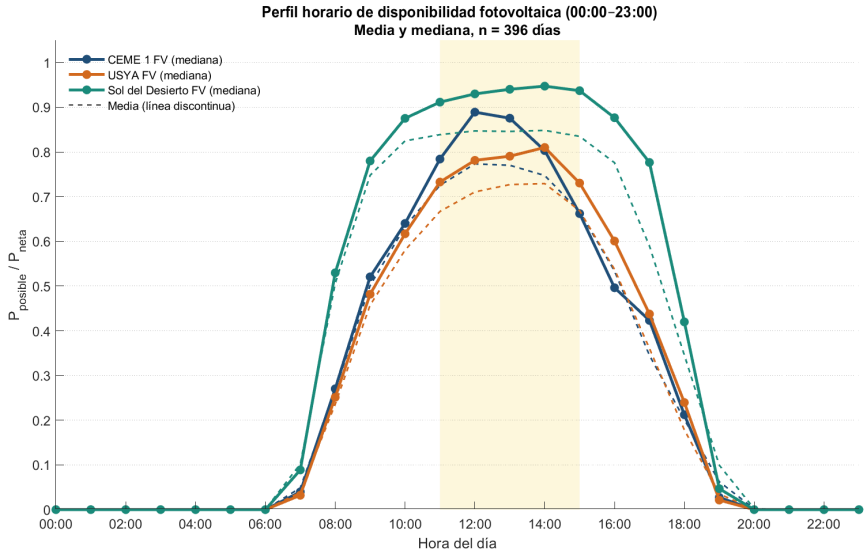


Figura 3.1: Perfil horario de la potencia disponible normalizada.
Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN.

En particular, entre las 11:00 y las 15:00 las tres plantas se mantienen en la región superior de sus respectivos perfiles, tanto al considerar la media como la mediana. Antes de este intervalo la disponibilidad se encuentra condicionada por la rampa ascendente de generación, mientras que durante la tarde disminuye progresivamente hasta alcanzar valores nulos en ausencia de recurso solar. Por esta razón, las horas centrales del día proporcionan una condición más apropiada para caracterizar el margen de potencia ascendente disponible para CPF.

Por tanto, se adopta el intervalo comprendido entre las 11:00 y las 15:00 como ventana horaria de estudio. Esta delimitación permite concentrar el análisis en condiciones de elevada disponibilidad fotovoltaica y evita combinar, dentro de una misma caracterización estadística, períodos correspondientes a etapas sustancialmente diferentes del perfil diario de generación. Definida la ventana horaria, el paso siguiente consiste en establecer una hora común de referencia para construir las series históricas utilizadas posteriormente en la determinación de la reserva.

3.3.2 Selección de la hora representativa

Una vez definido el bloque comprendido entre las 11:00 y las 15:00, resulta necesario establecer una hora común para construir las series históricas utilizadas en la determinación de la reserva. La selección busca conservar la simultaneidad temporal entre las tres plantas y representar una condición de elevada disponibilidad dentro de la ventana previamente identificada.

Para este propósito se analiza la distribución de la potencia disponible normalizada de cada instalación durante las cinco horas que conforman el bloque de estudio. La evaluación

considera tanto el comportamiento central de las distribuciones como su dispersión y su región inferior.

La Figura 3.2 presenta el perfil horario de la mediana. Para el intervalo comprendido entre las 11:00 y las 15:00, la figura complementa esta información mediante diagramas de caja y bigote que representan la mediana, el rango intercuartílico y la dispersión de las observaciones históricas. El percentil 5 (P_5) se incorpora como referencia de la cola inferior de cada distribución. De esta forma, la selección de la hora no depende únicamente de los valores centrales de disponibilidad.

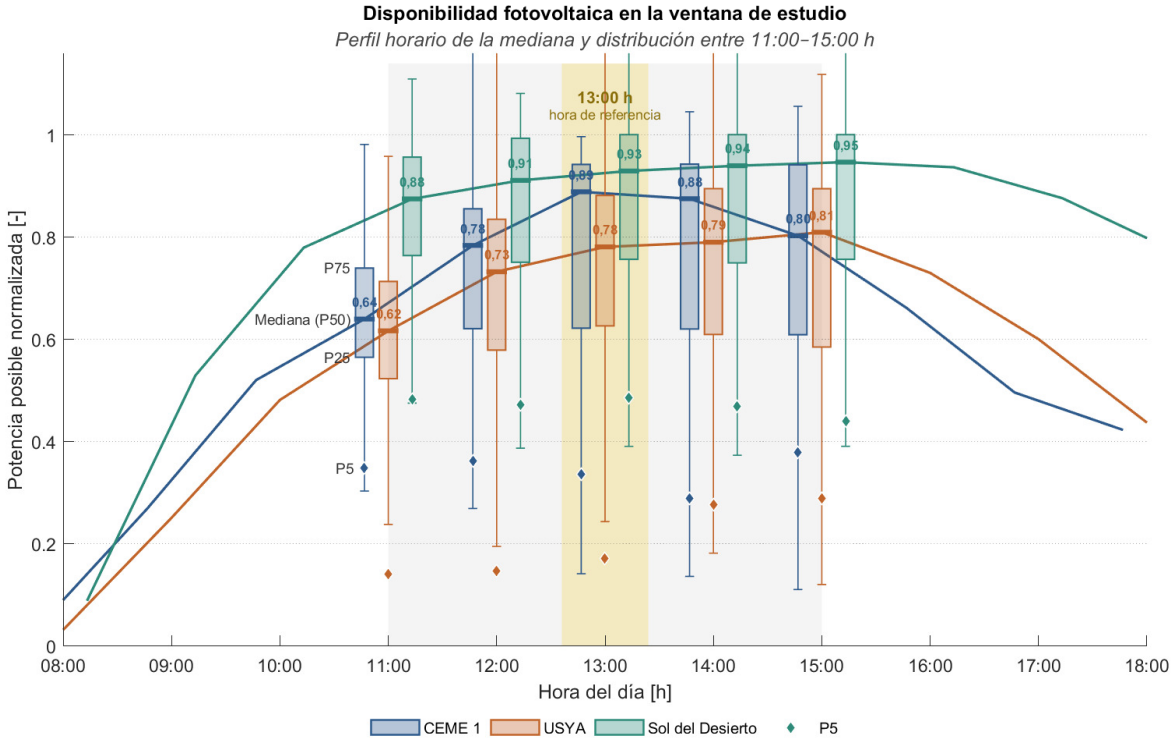


Figura 3.2: Disponibilidad fotovoltaica en la ventana horaria de estudio.
Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN.

La Figura 3.2 muestra que las horas centrales del bloque seleccionado conforman una región de elevada disponibilidad para las tres instalaciones. Las medianas de potencia disponible de las 13:00 alcanzan el 88,9 % de la potencia neta en CEME 1, el 78,1 % en Usya y el 93,0 % en Sol del Desierto.

La comparación con las horas adyacentes permite verificar que las 13:00 forman parte de una meseta de elevada disponibilidad y no corresponden a un máximo horario aislado. Entre las 13:00 y las 14:00, la mediana de CEME 1 varía del 88,9 al 87,6 %, la de Usya del 78,1 al 79,0 % y la de Sol del Desierto del 93,0 al 94,0 %. Ponderadas por la potencia neta de cada planta, estas medianas equivalen a 611,0 MW a las 13:00 y a 608,5 MW a las 14:00, una diferencia de 0,4 %. El valor de las 13:00 queda levemente sobre la de 14:00 porque

CEME 1, la planta de mayor tamaño, domina el agregado. Las variaciones acotadas entre ambas horas respaldan la existencia de una región central estable dentro de la ventana seleccionada. La elección entre ambas horas tiene, por tanto, un efecto menor sobre la disponibilidad representada.

Dentro de esta región, las 13:00 ofrecen además una referencia temporal común ubicada en el centro del intervalo 11:00–15:00. Esta condición evita seleccionar la hora a partir del máximo individual de una planta y mantiene una referencia única para evaluar simultáneamente las tres instalaciones.

En consecuencia, las 13:00 se adopta como hora representativa del estudio. Para cada uno de los 396 días se utiliza la observación correspondiente a dicha hora, manteniendo una referencia temporal homogénea para CEME 1, Usya y Sol del Desierto.

Esta elección de las 13:00 no restringe la formulación a esta condición horaria. El mismo procedimiento puede aplicarse a otra hora de la ventana 11:00–15:00 utilizando las observaciones históricas correspondientes. La presente memoria fija una única hora con el propósito de mantener una base temporal homogénea y reproducible para la caracterización de la disponibilidad y la determinación de la reserva.

3.4 Formulación del despacho y de margen de potencia disponible

3.4.1 Niveles de despacho y margen esperado

Una vez definida la hora de estudio, se establecen los niveles de despacho utilizados para caracterizar el margen de potencia ascendente de las plantas fotovoltaicas. El objetivo consiste en representar distintos puntos de operación y analizar cómo una reducción deliberada de la potencia inicialmente inyectada permite conservar capacidad para una eventual respuesta ascendente de potencia.

Para cada planta, el punto de operación se establece a partir de la potencia pronosticada para las 13:00. Considerando un nivel de despacho D, expresado en tanto por uno, la potencia inicial de generación de la planta i queda definida por

$$P_{\text{desp},i}(D) = D \cdot P_{\text{pronosticada},i}, \tag{3.6}$$

donde $P_{\text{desp},i}$ corresponde a la potencia inicial de generación y $P_{\text{pronosticada},i}$ representa la potencia pronosticada para la hora de estudio.

La utilización de la potencia pronosticada como referencia reproduce la información disponible previamente para establecer el punto de operación.[1]

Para la condición representativa considerada, las potencias pronosticadas[2] corresponden a:

$$P_{\text{pronosticada},i} = \begin{cases} 344{,}56 \text{ MW}, & i = \text{CEME}, \\ 41{,}35 \text{ MW}, & i = \text{Usya}, \\ 199{,}10 \text{ MW}, & i = \text{Sol}. \end{cases} \tag{3.7}$$

Con el punto de operación definido en la ecuación (3.6), el margen ascendente esperado respecto del pronóstico se expresa como

$$R_{\text{esperada},i}(D) = P_{\text{pronosticada},i} - P_{\text{desp},i}(D). \tag{3.8}$$

La sustitución de la ecuación (3.6) en la ecuación (3.8) entrega

$$R_{\text{esperada},i}(D) = (1 - D)\, P_{\text{pronosticada},i}. \tag{3.9}$$

Una reducción del nivel de despacho incrementa el margen ascendente esperado. Por ejemplo, un despacho del 30 % conserva teóricamente un 70 % de la potencia pronosticada como margen ascendente, mientras que un despacho del 90 % conserva únicamente un 10 %.

Este margen representa todavía una condición esperada, ya que supone que la potencia efectivamente disponible coincide con el pronóstico. La variabilidad del recurso solar y el error de pronóstico pueden modificar esta condición. Por esta razón, la potencia disponible reconstruida a partir de los registros históricos se utiliza para determinar cuánto del margen esperado estuvo efectivamente disponible en cada día analizado.

La caracterización inicial considera niveles de despacho comprendidos entre 0 % y 90 % de la potencia pronosticada. Este barrido permite observar la reducción progresiva del margen ascendente a medida que aumenta la potencia inicialmente inyectada, sin imponer de antemano los puntos de operación empleados posteriormente en el análisis dinámico.

[1] El punto de operación debe definirse antes de conocer la disponibilidad efectiva del recurso durante la hora analizada. Por esta razón, la formulación utiliza el pronóstico de generación disponible previamente como referencia para determinar la potencia inicial. La potencia disponible reconstruida a partir de los registros reales se utiliza posteriormente para evaluar el margen que estuvo efectivamente disponible.

[2] Cabe precisar que los valores de $P_{\text{pronosticada},i}$ corresponden a referencias de pronóstico fijas para cada planta en la condición representativa de las 13:00 adoptada en este estudio. Por tanto, no se actualizan diariamente dentro de la formulación de despacho utilizada para construir las distribuciones de reserva.

3.4.2 Error de pronóstico y reserva real disponible

El pronóstico de generación constituye la referencia utilizada para establecer el punto de operación definido en la ecuación (3.6). Sin embargo, la variabilidad del recurso solar puede provocar diferencias entre la potencia pronosticada y la potencia efectivamente disponible.

Para cada planta i y día d, el error de pronóstico a las 13:00 se define como:

$$e_{\text{pron},i}(d) = P_{\text{disponible},i}(d) - P_{\text{pronosticada},i}. \tag{3.10}$$

- Un valor $e_{\text{pron},i}(d) > 0$ indica que la potencia disponible resultó superior al pronosticado.
- Por el contrario, $e_{\text{pron},i}(d) < 0$ representa una condición en la cual la disponibilidad resultó inferior al pronóstico.

Para un determinado nivel de despacho D, el margen ascendente esperado es el de la ecuación (3.8). Sin embargo, la magnitud efectivamente disponible depende de la potencia disponible observada en cada día. La reserva real disponible queda definida como:

$$R_{\text{real},i}(d,D) = P_{\text{disponible},i}(d) - P_{\text{desp},i}(D). \tag{3.11}$$

La diferencia entre la reserva real y la reserva esperada puede obtenerse directamente a partir de las ecuaciones (3.8) y (3.11):

$$R_{\text{real},i}(d,D) - R_{\text{esperada},i}(D) = P_{\text{disponible},i}(d) - P_{\text{pronosticada},i} = e_{\text{pron},i}(d). \tag{3.12}$$

Por tanto,

$$R_{\text{real},i}(d,D) = R_{\text{esperada},i}(D) + e_{\text{pron},i}(d) \tag{3.13}$$

La ecuación (3.13) establece directamente el efecto del error de pronóstico sobre el margen ascendente disponible. Un error negativo reduce la reserva respecto del valor esperado, mientras que un error positivo la incrementa en la misma magnitud.

Esta relación explica por qué el margen calculado únicamente a partir del pronóstico y del nivel de despacho no puede considerarse disponible de manera determinista. Aunque el nivel de despacho D permanezca fijo, la potencia disponible cambia entre las observaciones históricas y, en consecuencia, también varía $R_{\text{real},i}(d,D)$.

Por esta razón, la formulación no adopta $R_{\text{esperada},i}(D)$ como una cantidad permanentemente disponible. En su lugar, la ecuación (3.11) se evalúa para cada día del período analizado. Este procedimiento genera una distribución empírica de reserva para cada nivel de despacho, sobre la cual se aplica posteriormente el criterio de disponibilidad del 95 %.

3.5 Formulación probabilística de la reserva

3.5.1 Criterio de disponibilidad del 95 %

La variabilidad del recurso fotovoltaico impide representar la disponibilidad de reserva mediante una única condición determinista. La norma de SSCC establece que el nivel de confianza utilizado para determinar componentes de reserva a partir de análisis probabilísticos de información histórica no puede ser inferior al 95 % [12].

Para cada nivel de despacho D, la distribución empírica de la reserva real de la planta i se define como

$$\mathcal{R}_i(D) = \{R_{\text{real},i}(d,D) \;\; \forall\, d = 1, \ldots, N_d\}\,, \qquad N_d = 396, \tag{3.14}$$

La presente memoria operacionaliza el criterio de disponibilidad del 95 % mediante el percentil 5 de esta distribución,

$$R_{95,i}(D) = P_5\left\{R_{\text{real},i}(d,D)\right\}. \tag{3.15}$$

Por construcción, $R_{95,i}(D)$ representa un umbral de reserva alcanzado o superado en aproximadamente el 95 % de las observaciones históricas analizadas.

Este criterio permite establecer una referencia cuantitativa de reserva con un objetivo de disponibilidad del 95 %, fundamentada en la distribución empírica del recurso fotovoltaico. Bajo el supuesto de que las condiciones futuras sean estadísticamente representativas del período analizado, el indicador proporciona una estimación de la reserva disponible asociada a dicho nivel de cobertura.

El indicador R_{95} proporciona una referencia técnicamente sustentada para determinar la reserva que un portafolio podría comprometer en la prestación del CPF, sujeta a los procesos de habilitación, verificación y demás condiciones aplicables al servicio.

La reserva comprometida y la potencia efectivamente inyectada representan magnitudes diferentes. La primera corresponde a capacidad disponible para responder. La segunda depende de la perturbación, de la desviación de frecuencia resultante y de la acción de los controladores. En consecuencia, una activación inferior a R_{95} no constituye por sí sola un incumplimiento de la capacidad disponible.

3.5.2 Reserva agregada

La agregación debe conservar la correspondencia temporal entre las observaciones de las plantas. Para cada día d y nivel de despacho D, la reserva real del portafolio se define como

$$R_{\text{real,agg}}(d,D) = \sum_{i \in \mathcal{N}} R_{\text{real},i}(d,D). \tag{3.16}$$

El indicador agregado se obtiene posteriormente mediante

$$R_{95,\text{agg}}(D) = P_5 \left\{ R_{\text{real,agg}}(d,D) \right\}. \tag{3.17}$$

El orden de las operaciones resulta fundamental. Primero se agregan las reservas correspondientes al mismo día y posteriormente se calcula el percentil de la distribución conjunta. Por tanto,

$$R_{95,\text{agg}}(D) \neq \sum_{i \in \mathcal{N}} R_{95,i}(D) \tag{3.18}$$

La ecuación (3.18) evita interpretar la reserva agregada como una simple suma de percentiles individuales. La agregación diaria conserva las condiciones simultáneas experimentadas por las plantas y representa el efecto conjunto de sus disponibilidades.

3.5.3 Despacho crítico y formulación de la agregación

El aumento del nivel de despacho reduce el margen ascendente disponible respecto de la potencia disponible. Para caracterizar la frontera a partir de la cual el criterio de disponibilidad adoptado deja de respaldar un margen ascendente positivo, se define el despacho crítico D^* como:

$$D^* = \text{máx}\, D \quad \text{tal que} \quad R_{95}(D) \geq 0, \qquad D \in [0,1]. \tag{3.19}$$

La ecuación (3.19) representa el mayor nivel de despacho para el cual el umbral R_{95} permanece no negativo. Por tanto, D^* constituye una frontera estadística de disponibilidad de margen ascendente bajo el criterio adoptado. Esta magnitud no representa un límite operativo del SEN ni un punto de despacho recomendado.

Para una planta individual i, el despacho crítico se define mediante la ecuación 3.20.

$$D_i^* = \text{máx}\, D \quad \text{tal que} \quad R_{95,i}(D) \geq 0, \qquad D \in [0,1]. \tag{3.20}$$

Para una configuración agregada $\mathcal{A} \subseteq \mathcal{N}$, la reserva debe construirse primero para cada observación histórica común,

$$R_{\text{real},\mathcal{A}}(d,D) = \sum_{i \in \mathcal{A}} R_{\text{real},i}(d,D). \tag{3.21}$$

Esta serie agregada permite determinar:

$$R_{95,\mathcal{A}}(D) = P_5 \left\{ R_{\text{real},\mathcal{A}}(d,D) \;\; \forall\, d = 1, \ldots, N_d \right\}, \tag{3.22}$$

y el despacho crítico de la configuración queda definido como:

$$D^*_{\mathcal{A}} = \max D \quad \text{tal que} \quad R_{95,\mathcal{A}}(D) \geq 0, \qquad D \in [0,1]. \tag{3.23}$$

El orden de las operaciones resulta fundamental. Las reservas correspondientes al mismo día se agregan antes de calcular el percentil. Entonces,

$$P_5 \left\{ \sum_{i \in \mathcal{A}} R_{\text{real},i}(d,D) \right\} \neq \sum_{i \in \mathcal{A}} P_5 \left\{ R_{\text{real},i}(d,D) \right\} \tag{3.24}$$

La desigualdad anterior se debe a que las observaciones pertenecientes a la cola inferior de una planta no necesariamente coinciden temporalmente con las condiciones de menor disponibilidad de las demás instalaciones. Por esta razón, $R_{95,\mathcal{A}}$ y $D^*_{\mathcal{A}}$ deben determinarse directamente a partir de la serie temporal agregada.

Cuando el cambio de signo de $R_{95}(D)$ ocurre entre dos niveles de despacho evaluados, el valor de D^* se determina mediante interpolación del cruce por cero entre ambos puntos.

3.5.4 Dependencia estadística entre plantas

La agregación puede verse influenciada por el grado de simultaneidad entre las desviaciones de las plantas. Como medida complementaria de dependencia lineal, se utiliza el coeficiente de correlación de Pearson aplicado a los errores de pronóstico.

Para dos plantas i y j, el coeficiente se define como:

$$\rho_{ij} = \frac{\text{Cov}\left(e_{\text{pron},i}, e_{\text{pron},j}\right)}{\sigma_{e_i} \sigma_{e_j}}. \tag{3.25}$$

El coeficiente ρ_{ij} toma valores entre -1 y 1. Valores positivos indican asociación lineal positiva, valores negativos indican asociación lineal negativa y valores próximos a cero indican una asociación lineal débil.

El coeficiente se utiliza como una medida complementaria para interpretar la dependencia lineal entre los errores de las plantas. Un valor próximo a cero no implica independencia estadística ni permite caracterizar por sí solo la dependencia existente en las colas de las distribuciones.

3.6 Formulación dinámica del portafolio fotovoltaico

La determinación estadística de la reserva establece una referencia de potencia disponible para el portafolio, pero no describe la forma en que dicha capacidad se inyecta frente a una desviación de frecuencia. Esta respuesta depende de la dinámica de los controladores de cada planta y de los parámetros asociados al control potencia–frecuencia.

La formulación dinámica considera modelos genéricos desarrollados por la WECC, implementados en DIgSILENT PowerFactory. La etapa de sintonización utiliza una representación reducida SMIB, mientras que la evaluación posterior utiliza el modelo del SEN.

3.6.1 Representación equivalente de las plantas fotovoltaicas

La representación individual de todos los inversores, transformadores y alimentadores que conforman una central fotovoltaica resulta innecesaria para estudios dinámicos de gran escala. WECC propone una representación agregada que preserva las principales características eléctricas observadas desde el punto de interconexión de la planta [21].

La Figura 3.3 presenta la estructura equivalente propuesta por WECC para una central fotovoltaica conectada al sistema de transmisión.

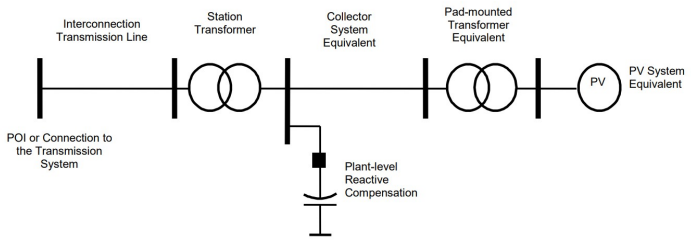


Figura 3.3: Representación equivalente de una planta fotovoltaica.
Fuente: WECC [21].

La representación equivalente considera seis elementos, que la Figura 3.3 identifica con su denominación en inglés, de izquierda a derecha.

1) Punto de interconexión con el sistema de transmisión (*POI or Connection to the Transmission System*), al que llega la línea de interconexión (*Interconnection Transmission Line*).

2) Transformador de subestación (*Station Transformer*).

3) Sistema colector equivalente (*Collector System Equivalent*).

4) Compensación reactiva equivalente de la planta (*Plant-level Reactive Compensation*).

5) Transformador equivalente de las unidades de generación (*Pad-mounted Transformer Equivalent*).

6) Sistema fotovoltaico equivalente (*PV System Equivalent*).

Esta agregación permite sustituir la representación individual de múltiples unidades fotovoltaicas por un modelo equivalente conectado al punto de interconexión. De esta forma, el modelo mantiene una complejidad compatible con estudios de sistemas eléctricos de gran escala y proporciona la base eléctrica que incorpora los modelos dinámicos de control.

3.6.2 Modelos dinámicos genéricos WECC

Sobre la representación eléctrica equivalente se incorporan los modelos dinámicos genéricos desarrollados por WECC para sistemas fotovoltaicos. La estructura considerada organiza la respuesta de la planta mediante modelos asociados al controlador de planta, al control eléctrico del convertidor y a la interfaz de generación con la red [22].

La Figura 3.4 presenta la arquitectura general descrita por WECC.

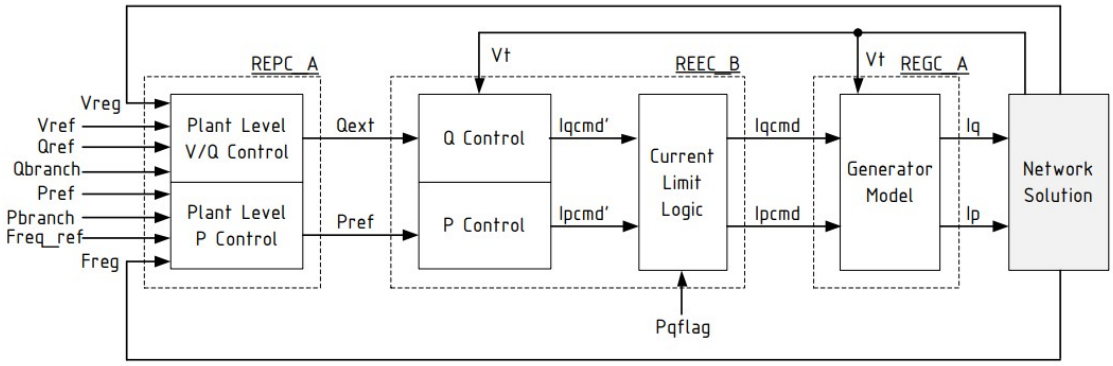


Figura 3.4: Estructura de control de los modelos fotovoltaicos.
Fuente: WECC Renewable Energy Modeling Task Force [22].

La arquitectura utilizada en la modelación considera tres bloques principales:

- **REPC_A** – ***Renewable Energy Plant Controller.*** Representa el controlador a nivel de planta. Este bloque procesa variables medidas en el punto de interconexión y genera referencias para los controles de potencia activa y reactiva. Para el problema abordado en esta memoria, resulta particularmente relevante el lazo de control potencia–frecuencia, debido a que incorpora los parámetros que determinan la respuesta de potencia activa frente a una desviación de frecuencia.
- **REEC_B** – ***Renewable Energy Electrical Control.*** Representa el control eléctrico asociado al sistema de conversión. El bloque recibe las referencias provenientes del controlador de planta y determina las órdenes de corriente activa y reactiva, considerando las lógicas y limitaciones internas correspondientes.

- **REGC_A** – ***Renewable Energy Generator/Converter.*** Representa la interfaz dinámica del convertidor con la red eléctrica. El modelo recibe las órdenes de corriente provenientes del control eléctrico y determina la inyección correspondiente en el punto de conexión del generador equivalente.

Estos son los bloques que utiliza el modelo del SEN, tomados de la base de datos del Coordinador. El SMIB emplea los bloques equivalentes de la biblioteca WECC de DIgSILENT (REPC_C, REEC_D y REGC_C), que aplican la misma ley de control potencia–frecuencia, aunque con una implementación dinámica distinta. La identificación de bloques, versiones y parámetros de ambos modelos se detalla en el Anexo B.

Para la prestación del CPF, la desviación de frecuencia es procesada por el controlador de planta. La característica potencia–frecuencia modifica la referencia de potencia activa de acuerdo con el estatismo configurado y con la banda muerta correspondiente. La referencia resultante es procesada posteriormente por el control eléctrico y por el modelo del convertidor hasta producir la variación de potencia activa observada desde la red.

Esta estructura resulta fundamental para el problema de optimización formulado en esta memoria. El problema de coordinación no modifica directamente la potencia de salida de las plantas ni sustituye los controladores WECC. Las variables de decisión corresponden a los parámetros de estatismo asociados al lazo potencia–frecuencia. Cada configuración de parámetros define una respuesta dinámica del portafolio, posteriormente evaluada mediante simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

3.6.3 Sistema reducido SMIB

La evaluación de distintas configuraciones de estatismo requiere disponer de un entorno dinámico común que permita comparar la respuesta de las tres plantas bajo una misma perturbación de frecuencia. Para este propósito, la etapa de coordinación se formula sobre un sistema reducido SMIB implementado en DIgSILENT PowerFactory.

El sistema incorpora las representaciones equivalentes de CEME 1, Usya y Sol del Desierto, junto con sus respectivos modelos WECC. Las tres instalaciones se conectan a una red equivalente que proporciona una referencia eléctrica común para evaluar su respuesta de potencia activa. La Figura 3.5 presenta la configuración utilizada.

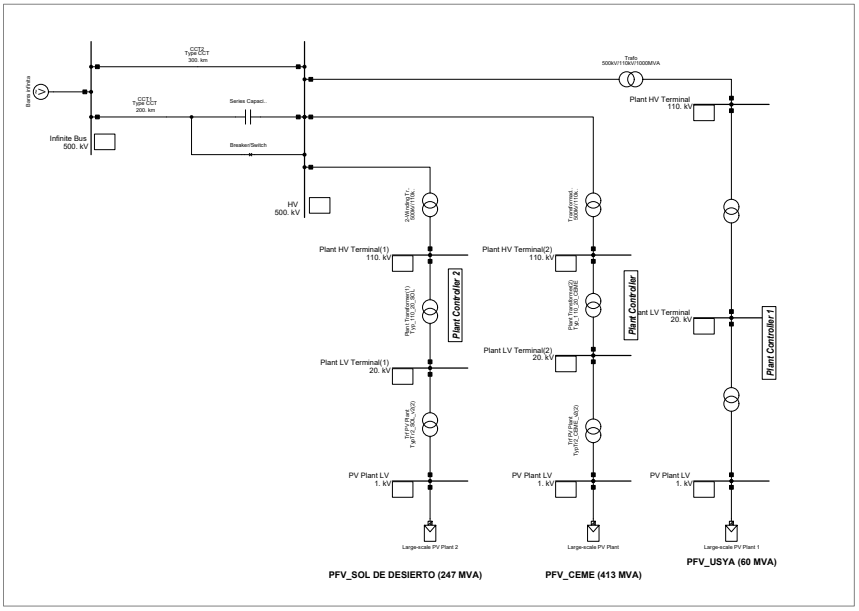


Figura 3.5: Sistema SMIB para la coordinación del portafolio fotovoltaico.
Fuente: elaboración propia en DIgSILENT PowerFactory.

La formulación utiliza el sistema SMIB como entorno reducido para relacionar una desviación de frecuencia con la respuesta de potencia activa de cada planta. La frecuencia aplicada al sistema constituye una entrada común para los controladores potencia–frecuencia. De esta manera, las diferencias observadas entre las respuestas de las plantas quedan asociadas a sus condiciones de operación, a la potencia disponible y a los parámetros de control considerados.

La perturbación se representa mediante una trayectoria temporal de frecuencia $f(t)$ aplicada de manera común durante la evaluación dinámica. Con esta señal, cada controlador procesa la desviación respecto de la frecuencia nominal,

$$\Delta f(t) = f(t) - f_0, \tag{3.26}$$

donde $f_0 = 50$ Hz corresponde a la frecuencia nominal del SEN. La desviación $\Delta f(t)$ constituye la señal que activa la característica potencia–frecuencia de los controladores de planta. La respuesta incremental de cada instalación se expresa como:

$$\Delta P_i(t) = P_i(t) - P_{i,0}, \tag{3.27}$$

donde $P_{i,0}$ corresponde a la potencia activa de la planta i inmediatamente antes de la perturbación y $P_i(t)$ representa su potencia activa durante la respuesta dinámica.

La magnitud de $\Delta P_i(t)$ no depende únicamente del estatismo. La respuesta queda limitada por la reserva fotovoltaica de la planta, es decir, por la potencia físicamente disponible respecto del punto inicial de operación. Para una condición determinada, esta reserva se expresa como:

$$R_{\mathrm{FV},i} = P_{\mathrm{disponible},i} - P_{i,0}. \tag{3.28}$$

El término $R_{\mathrm{FV},i}$ representa la potencia activa adicional que la planta puede inyectar en sentido ascendente en la condición simulada. Esta magnitud debe distinguirse de R_{95}, ya que ambas magnitudes cumplen funciones diferentes dentro de la formulación. El indicador R_{95} se obtiene a partir del comportamiento histórico y establece una referencia estadística de reserva, mientras que $R_{\mathrm{FV},i}$ representa una restricción física asociada a la condición particular evaluada dinámicamente.

La utilización de una trayectoria común $f(t)$ permite evaluar las distintas configuraciones de estatismo bajo una perturbación equivalente. El sistema SMIB actúa, por tanto, como entorno de formulación y evaluación de la coordinación, antes de trasladar las configuraciones obtenidas al modelo completo del SEN.

Los parámetros específicos de la trayectoria de frecuencia, su implementación en PowerFactory y el procedimiento de ejecución de las simulaciones se describen en el Capítulo 4.

3.6.4 Arquitectura de coordinación del portafolio

La representación individual de las plantas permite evaluar su respuesta ante una desviación de frecuencia, pero la participación agregada requiere además establecer cómo se distribuye la respuesta entre las instalaciones que conforman el portafolio. Para este propósito, la formulación considera una arquitectura conceptual de coordinación que mantiene los controladores locales de cada planta y añade una capa superior encargada de determinar sus parámetros de participación.

El primer nivel corresponde a la **determinación de la reserva del portafolio**. El análisis histórico desarrollado previamente proporciona $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$ para cada nivel de despacho considerado. Esta magnitud establece la referencia estadística utilizada posteriormente para formular el problema de coordinación.

El segundo nivel corresponde a la **coordinación de los parámetros de control**. Esta capa tiene el propósito de determinar los parámetros de estatismo asociados a cada planta, de manera que la respuesta conjunta del portafolio sea coherente con la referencia de reserva establecida.

En esta memoria, el control maestro coordina los parámetros de estatismo que determinan la participación relativa de las plantas.

El tercer nivel corresponde a la **respuesta local de las plantas**. Una vez definidos los parámetros de estatismo, cada instalación mantiene su estructura de control WECC. El controlador local procesa la desviación de frecuencia y modifica su referencia de potencia activa de acuerdo con el estatismo configurado, la banda muerta y los límites físicos de potencia disponible.

La arquitectura se organiza en tres niveles funcionales, como se muestra en la Figura 3.6.

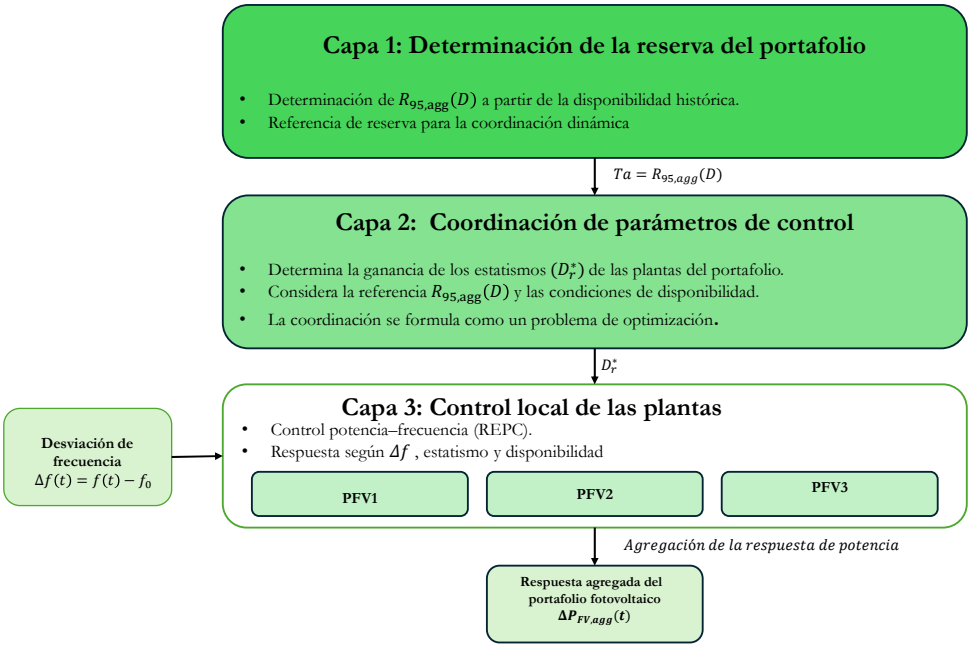


Figura 3.6: Arquitectura conceptual de coordinación del portafolio fotovoltaico.
Fuente: elaboración propia.

Para una desviación de frecuencia común, la respuesta agregada del portafolio se define como la suma de las respuestas incrementales individuales,

$$\Delta P_{\mathrm{FV,agg}}(t) = \sum_{i \in \mathcal{N}} \Delta P_i(t). \tag{3.29}$$

La ecuación (3.29) constituye el vínculo entre el comportamiento individual de las plantas y la respuesta observada desde el portafolio.

La coordinación no busca que cada instalación entregue individualmente una fracción predeterminada de $R_{95,\mathrm{agg}}$. La contribución de cada planta surge de su parámetro de estatismo, de la desviación de frecuencia y del margen físico disponible en la condición evaluada. En consecuencia, distintas combinaciones de parámetros pueden producir diferentes distribuciones internas de potencia aun cuando presenten respuestas agregadas de magnitud similar.

La magnitud $R_{95,\mathrm{agg}}$ tampoco constituye una orden instantánea de inyección. Esta representa una referencia de reserva respaldada por el criterio estadístico adoptado. La potencia efectivamente inyectada durante una perturbación depende de la trayectoria de frecuencia y de la acción de los controladores locales.

La arquitectura propuesta permite, por tanto, separar la determinación de la reserva, la coordinación de los parámetros de control y la respuesta dinámica local. Sobre esta estructura se formula en la sección siguiente el problema de optimización utilizado para determinar los estatismos de las tres plantas.

3.7 Síntesis de la formulación

La formulación desarrollada vincula la disponibilidad histórica del recurso fotovoltaico con la coordinación dinámica del portafolio. El procesamiento de la generación real y del vertimiento permite reconstruir la potencia disponible y determinar la reserva real disponible para cada nivel de despacho. La agregación mantiene la correspondencia temporal entre las plantas antes de aplicar el criterio probabilístico, a partir del cual se obtiene $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$ como referencia de reserva con disponibilidad histórica del 95 %.

Esta referencia se incorpora después al problema de coordinación dinámica, que el Capítulo 4 formula y resuelve sobre la representación dinámica descrita en este capítulo.

La formulación distingue entre la reserva respaldada por el análisis histórico y la potencia efectivamente inyectada. La primera establece una referencia para la coordinación del portafolio, mientras que la segunda depende de la perturbación, de la desviación de frecuencia resultante, de los parámetros de control y de la disponibilidad física de las plantas.

El Capítulo 4 presenta la metodología empleada para implementar y resolver esta formulación, incluyendo el procesamiento de datos, la implementación de los modelos dinámicos en DIgSILENT PowerFactory, la coordinación mediante el algoritmo *Mean-Variance Mapping Optimization* (MVMO) y el diseño de los escenarios de evaluación dinámica.

Capítulo 4

Metodología

El presente capítulo describe la metodología empleada para implementar y evaluar la formulación desarrollada en el Capítulo 3. El procedimiento integra el procesamiento de información histórica, la implementación de los modelos dinámicos de los parques fotovoltaicos y la coordinación de sus parámetros de control mediante un algoritmo de optimización heurística. Posteriormente, las configuraciones obtenidas se incorporan al modelo dinámico del SEN, con el fin de evaluar el desempeño del portafolio frente a las condiciones de operación y contingencias consideradas.

4.1 Diseño metodológico del estudio

La metodología se desarrolla en tres etapas secuenciales, que la Figura 4.1 identifica con los números 1, 2 y 3.

1) **Caracterización estadística.** Python consolida los registros históricos de generación real, vertimiento y pronóstico de las tres plantas, fija la hora de estudio (13:00) y calcula la potencia disponible, la reserva real por nivel de despacho y la reserva $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$.

2) **Coordinación en el SMIB.** Para cada escenario y despacho, Python carga el punto de operación, el límite $P_{\mathrm{máx},i}$ y la reserva $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$. El algoritmo MVMO propone combinaciones de estatismos, PowerFactory simula cada combinación durante 10 s y Python evalúa la función objetivo de la Sección 4.4. El ciclo se repite hasta completar 60 actualizaciones de MVMO.

3) **Evaluación en el SEN.** Las ganancias de los estatismos obtenidos se cargan en los controladores REPC de cada planta. Luego, PowerFactory simula las desconexiones de San Isidro II y MAPA TG8 en el modelo completo del SEN y registra los indicadores de desempeño.

Las tres etapas se encadenan en un solo sentido. Los resultados de la etapa 1 alimentan la etapa 2, en la que MVMO y PowerFactory forman un ciclo cerrado, y los estatismos obtenidos en la etapa 2 se exportan a la etapa 3. Gracias a esta secuencia, cada indicador de desempeño puede rastrearse hasta los datos históricos que le dieron origen.

El diseño experimental combina cuatro factores, que son la contingencia, el escenario de disponibilidad o de regulación (escenarios 0 a 4), el nivel de despacho (D30, D40 y D50) y la configuración de control (caso 1, con estatismos base, y caso 2, con estatismos ajustados). En los escenarios 1 a 3, cada condición se simula con ambos casos, lo que suma 36 simulaciones.

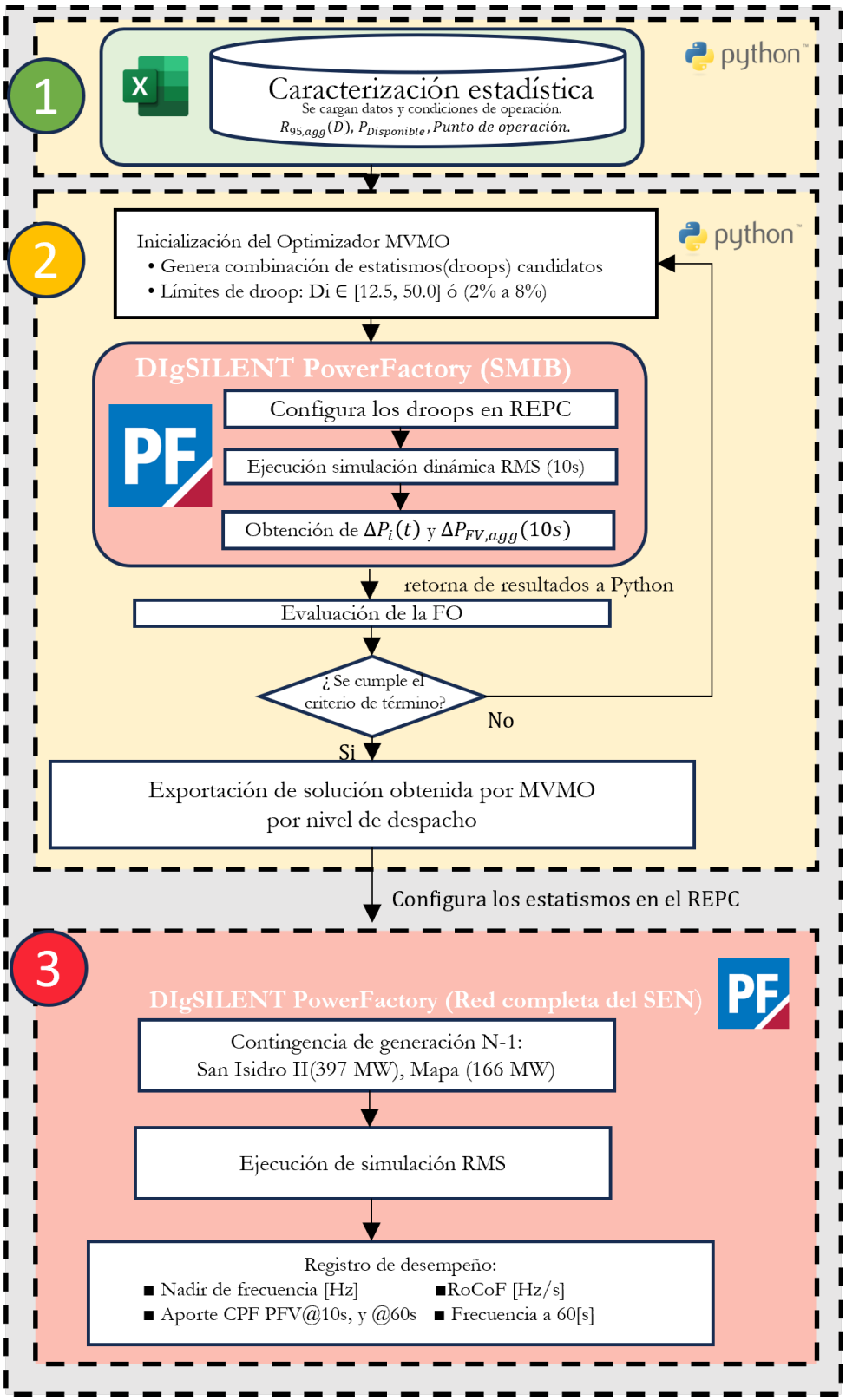


Figura 4.1: Flujo metodológico del estudio: (1) caracterización estadística, (2) coordinación en el SMIB y (3) evaluación en el SEN.

4.2 Procesamiento de datos históricos

El procesamiento histórico tiene como objetivo construir una base temporal común para las plantas CEME 1, Usya y Sol del Desierto, a partir de la cual se evalúan la disponibilidad de potencia y la reserva del portafolio. La metodología conserva la correspondencia temporal entre las variables de cada planta durante todas las etapas del procesamiento. Este criterio resulta particularmente relevante para la agregación, ya que la reserva del portafolio se obtiene a partir de las condiciones observadas en un mismo día y no mediante la suma de indicadores estadísticos calculados de forma independiente para cada instalación.

4.2.1 Fuentes y consolidación de los registros

La base de datos se construye a partir de los tres registros del CEN descritos en la Sección 3.1, que corresponden a la generación real, el vertimiento y el pronóstico horario de potencia.

Los archivos originales se procesan mediante Python y se consolidan utilizando la fecha, la hora y la identificación de cada planta como referencias temporales. El tratamiento incluye la estandarización del formato de fecha y hora, la selección de las instalaciones de estudio y la integración de las variables requeridas en una estructura común. De este modo, la etapa evita comparar registros de instantes diferentes y mantiene la trazabilidad de cada observación durante el cálculo posterior de la reserva.

La resolución original de los registros es horaria. En un primer paso, el análisis conserva las 24 horas del día para caracterizar el comportamiento temporal de la potencia disponible. Luego, restringe las observaciones al intervalo comprendido entre las 11:00 y las 15:00 y, a partir de las medidas estadísticas de la Sección 3.3, adopta la observación de las 13:00. Una vez fijada esta condición temporal, cada día aporta una observación por planta, por lo que las series utilizadas para determinar la reserva contienen $N_d = 396$ observaciones temporales.

4.2.2 Tratamiento de la disponibilidad y reserva

La potencia disponible de cada planta, reconstruida según la Sección 3.2, se compara con el punto de operación definido para cada nivel de despacho. Este procedimiento se repite para los niveles considerados y produce, para cada planta, una distribución de reserva real diaria. Además, el error entre la potencia disponible y la potencia pronosticada se conserva durante este cálculo, de modo que la reserva obtenida incorpora la variabilidad histórica observada respecto del pronóstico.

La reserva del portafolio, en cambio, no se obtiene mediante la suma de percentiles individuales. Para cada día d y nivel de despacho D, el procesamiento suma primero las reservas reales de las plantas según la ecuación (3.16) y, a continuación, calcula el percentil 5 sobre la distribución empírica resultante, según la ecuación (3.17). Este orden conserva la

coincidencia temporal entre las disponibilidades de CEME 1, Usya y Sol del Desierto, sin suponer que sus condiciones desfavorables ocurren al mismo tiempo.

El procesamiento se ejecuta de manera independiente para cada nivel de despacho. Como resultado, cada condición D queda asociada a una distribución histórica de reserva agregada y a su correspondiente $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$, magnitud que luego sirve de referencia al problema de coordinación dinámica.

4.2.3 Procesamiento estadístico del portafolio

El tratamiento estadístico complementa la estimación de reserva mediante la caracterización de la disponibilidad y de la relación entre las plantas. Las series conservan su identificación temporal durante todo el procedimiento, lo que permite comparar observaciones del mismo día y hora.

La selección temporal utiliza estadísticos descriptivos calculados sobre la potencia disponible normalizada. Para cada hora se obtienen la media y la mediana, mientras que la dispersión de las observaciones caracteriza la variabilidad del recurso.

La dependencia lineal entre las plantas se evalúa mediante el coeficiente de correlación de Pearson, aplicado a las series de error de pronóstico de observaciones temporalmente coincidentes. El cálculo se realiza por pares de plantas sobre el mismo conjunto de días y permite determinar el grado de asociación lineal de los errores.

El procesamiento también evalúa diferentes configuraciones de agregación. Para cada subconjunto de plantas se conserva el mismo procedimiento, que consiste en la suma diaria de las reservas, la construcción de la distribución empírica y la aplicación posterior del percentil 5. Así, es posible comparar el comportamiento individual, las combinaciones por pares y el portafolio de tres plantas sin modificar el criterio probabilístico.

Finalmente, la metodología evalúa la evolución de $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$ frente al nivel de despacho. Los niveles que mantienen un margen positivo y suficientemente diferenciado se utilizan después para construir las condiciones de evaluación dinámica.

4.3 Implementación del sistema dinámico reducido

La coordinación de los parámetros de estatismo requiere evaluar numerosas configuraciones de control bajo condiciones dinámicas comparables. Ejecutar cada una de estas evaluaciones directamente sobre el modelo completo del SEN aumentaría considerablemente la complejidad del proceso y, además, dificultaría aislar el efecto de los parámetros de cada planta. Por esta razón, la etapa de sintonización utiliza un sistema reducido SMIB, implementado en DIgSILENT PowerFactory.

El SMIB constituye un entorno de evaluación intermedio entre la formulación del problema y las simulaciones en el SEN. En él, las representaciones de CEME 1, Usya y Sol del Desierto se someten a una misma perturbación de frecuencia, en condiciones controladas, para comparar las configuraciones de estatismo. El SMIB no busca reproducir por sí solo la evolución electromecánica completa del SEN, ya que esa evaluación se realiza sobre el modelo dinámico del SEN.

No obstante, la configuración eléctrica general del sistema reducido ya fue presentada en la Figura 3.5. Por ello, esta sección se limita a describir su implementación en PowerFactory, la parametrización de los controles fotovoltaicos y la señal de frecuencia utilizada durante las evaluaciones dinámicas.

4.3.1 Configuración de los PFV

Las plantas CEME 1, Usya y Sol del Desierto se representan mediante equivalentes fotovoltaicos conectados a una red común. Cada equivalente conserva los elementos eléctricos necesarios para representar la conexión entre el parque y la red, junto con los modelos dinámicos de su sistema de control.

La implementación mantiene el punto de interconexión, el transformador de subestación, la red colectora equivalente, el transformador equivalente de las unidades fotovoltaicas y el generador fotovoltaico agregado. Esta estructura vincula la representación eléctrica de cada planta con los modelos dinámicos genéricos WECC descritos en el Capítulo 3. Por último, las condiciones iniciales de potencia se establecen antes de cada evaluación dinámica, de acuerdo con el nivel de despacho y la disponibilidad considerada para cada planta.

4.3.2 Parametrización del control potencia–frecuencia

La implementación dinámica de las plantas mantiene la estructura de control descrita en el Capítulo 3. La etapa de coordinación actúa sobre el lazo potencia–frecuencia del controlador de planta, mientras que los parámetros de control de tensión y de potencia reactiva permanecen sin modificación. Esta separación permite concentrar el análisis en las variables que intervienen directamente en la prestación del CPF.

La Tabla 4.1 presenta los principales parámetros de potencia activa y frecuencia utilizados en las simulaciones, entre ellos la habilitación del control de frecuencia, la banda muerta, las ganancias del regulador de potencia activa, las constantes de tiempo relevantes, los parámetros de estatismo y los límites asociados a la potencia disponible y a la variación de la referencia.

Tabla 4.1: Parámetros principales del control potencia–frecuencia.

Parámetro	Descripción	Valor	Condición
T_p	Filtro de potencia activa	0,02 s	Fijo
FrqFlag	Habilitación del control potencia–frecuencia	1 (CPF activo)	Habilitado
fdbd1	Banda muerta ante disminución de frecuencia	−0,0005 pu	Fijo
fdbd2	Banda muerta ante aumento de frecuencia	+0,0005 pu	Fijo
$D_{\mathrm{dn},i}$	Ganancia de estatismo ante sub-frecuencia	D_i (12,5–50)	Coordinado
$D_{\mathrm{up},i}$	Ganancia de estatismo ante sobre-frecuencia	D_i	Coordinado
K_{pg}	Ganancia proporcional del control de potencia activa	1,0	Fijo
K_{ig}	Ganancia integral del control de potencia activa	0,3	Fijo
T_{lag}	Constante de tiempo de salida del control de potencia	0,1 s [a]	Fijo
T_{frq}	Constante de tiempo del filtro de frecuencia	0,2 s [a]	Fijo
T_{Pref}	Constante de tiempo del filtro de referencia de potencia	0,318 s [b]	Fijo
Pefd_flag	Realimentación de potencia eléctrica	1 [a]	Habilitada
RampEnable	Habilitación del control de rampa de potencia activa	1 [b]	Habilitado
rampup	Límite de incremento de la referencia de potencia	0,00166667 pu/s [b]	Fijo
rampdown	Límite de disminución de la referencia de potencia	0,00166666 pu/s [b]	Fijo
$P_{\mathrm{mín}}$	Límite inferior de potencia activa	0 pu	Fijo
$P_{\mathrm{máx},i}$	Límite superior de potencia activa	Potencia disponible	Según escenario

[a] Valor del REPC_C del SMIB (Sección 4.3.3). [b] Bloque P_Ref del SEN. Fuente: elaboración propia a partir de la parametrización implementada en DIgSILENT PowerFactory.

En la base de datos del Coordinador, las tres plantas no cuentan con un controlador de planta parametrizado para la prestación de CPF. Por ello, el lazo potencia–frecuencia del controlador de planta se habilitó (FrqFlag = 1) y se parametrizó con los valores de la Tabla 4.1, comunes a las tres plantas, a todos los escenarios y a ambos casos, tanto en el SMIB como en el SEN. Las ganancias del regulador de potencia activa se fijaron en $K_{pg} = 1{,}0$, valor estándar del modelo, y en $K_{ig} = 0{,}3$, con el que la potencia a los 10 s alcanza la que corresponde al estatismo asignado. Los bloques de control eléctrico y de convertidor conservan los parámetros de la base de datos (Anexo B).

Dentro de esta parametrización, la única variable de la coordinación es la ganancia de estatismo D_i de cada planta, relacionada con el estatismo R_i mediante la ecuación (4.3). El controlador de DIgSILENT PowerFactory representa esta ganancia mediante dos parámetros, $D_{\mathrm{dn},i}$ para sub-frecuencia y $D_{\mathrm{up},i}$ para sobre-frecuencia, y ambos toman el valor D_i. El límite $P_{\mathrm{máx},i}$ se ajusta a la potencia disponible de cada planta en el escenario considerado, y los demás parámetros permanecen fijos.

La respuesta de cada planta queda acotada, además, por dos características de los modelos.

- **Banda muerta.** El lazo potencia–frecuencia solo modifica la potencia cuando la desviación de frecuencia $\Delta f(t)$ de la ecuación (3.26) supera ±25 mHz (∓0,0005 pu).
- **Reserva fotovoltaica.** El límite $P_{\text{máx},i}$ fija la reserva fotovoltaica $R_{\text{FV},i}$ de la ecuación (3.28). La ganancia de estatismo regula la utilización de esa reserva, pero no puede superarla.

El modelo del SEN incluye, además, el bloque P_Ref, que implementa la tasa de toma de carga del artículo 3-17 de la NTSyCS (RampEnable = 1, con 0,10 pu/min, dentro del rango de 0 a 20 % por minuto exigido por la norma) [11]. Este bloque no existe en el SMIB. Su ausencia no afecta el aporte de CPF, porque la rampa solo limita la velocidad con que cambia la consigna de despacho, mientras que la señal del CPF se suma después, dentro del REPC_A, sin pasar por ese limitador. Por ello, el desempeño del CPF se evalúa mediante el aporte incremental a los 10 s, $\Delta P_{\text{FV}}(10\,\text{s})$, definido en la Sección 4.7.5.

4.3.3 Correspondencia entre los modelos del SMIB y del SEN

El SMIB utiliza los bloques WECC de la biblioteca de DIgSILENT (REPC_C, REEC_D y REGC_C), mientras que el SEN utiliza los modelos de la base de datos del Coordinador (REPC_A, REEC_B y REGC_A). Ambos aplican la misma ley de control potencia–frecuencia, con la parametrización común de la Sección 4.3.2, y se diferencian en elementos de su dinámica interna, como el retardo T_{lag}, de 0,1 s en el REPC_C y 0,014 s en el REPC_A. La Tabla B.1 del Anexo B detalla ambos conjuntos de bloques.

Esta organización asigna a cada modelo una función distinta. El SMIB actúa como un entorno controlado de búsqueda, en el que todas las configuraciones de estatismo se comparan bajo una misma perturbación y con un costo de simulación reducido, lo que hace viable la optimización con el algoritmo MVMO. El SEN, en cambio, es el entorno de evaluación, ya que las ganancias obtenidas se aplican directamente en los modelos del Coordinador. De este modo, todos los indicadores de desempeño que la memoria reporta en el Capítulo 5 corresponden a la respuesta del modelo completo del SEN.

4.3.4 Implementación de la trayectoria de frecuencia

Las configuraciones de estatismo deben compararse bajo una misma perturbación. Para ello, una trayectoria exógena de frecuencia se aplica simultáneamente a la entrada de medición de los controladores de las tres plantas. La señal corresponde a la respuesta del SEN ante la desconexión de San Isidro II en el escenario 0. La Figura 4.2 presenta la trayectoria completa y el detalle de los primeros 12 s. La contingencia ocurre en $t_0 = 1$ s; el RoCoF inicial es de −0,3262 Hz/s y el nadir de 48,8997 Hz se alcanza en $t = 9{,}38$ s, es decir, 8,38 s después del evento.

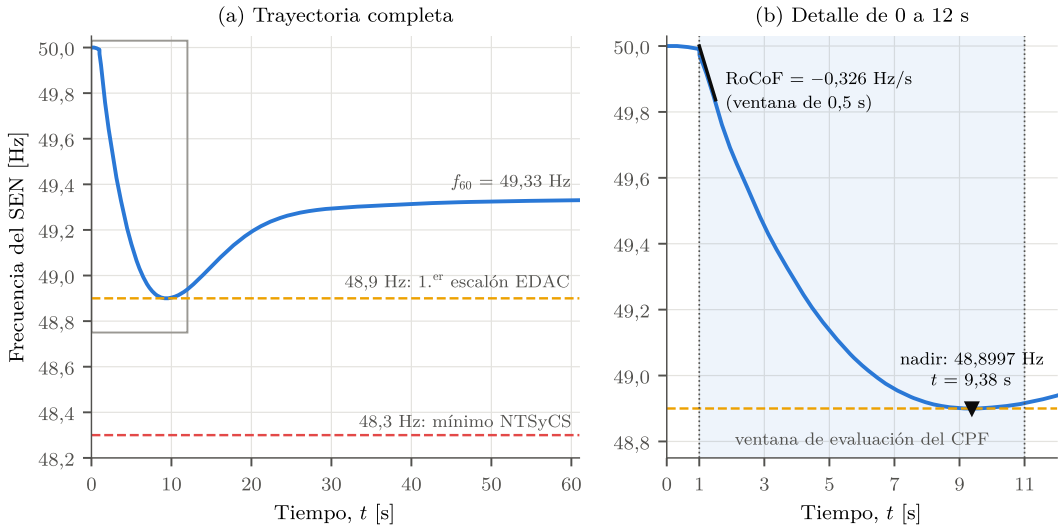


Figura 4.2: Trayectoria de frecuencia aplicada en el sistema SMIB.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

La trayectoria comprende 60 s[1] posteriores a la contingencia, lo que permite alcanzar una condición cuasiestacionaria. Sin embargo, la evaluación del CPF considera únicamente la ventana

$$t \in [t_0, t_0 + T] = [1,11] \text{ s}, \qquad T = 10 \text{ s}. \tag{4.1}$$

La ventana de $T = 10$ s no es arbitraria. Corresponde al tiempo total de activación que la regulación establece para el CPF [15], y coincide con el instante en que el ECFyDR evalúa el aporte inicial de las unidades [13]. Por ello, la función objetivo de la ecuación (4.5) mide el aporte del portafolio al cierre de esa ventana.

La sintonización de D_i y su evaluación en el SEN difieren, además, en el tratamiento de la frecuencia. El SMIB es una simulación en lazo abierto, en la que la trayectoria de frecuencia es exógena y no depende de la inyección fotovoltaica. El SEN, en cambio, opera en lazo cerrado, porque la inyección de las plantas reduce el desbalance, eleva la frecuencia y, con ello, disminuye la respuesta solicitada por cada estatismo.

4.4 Formulación del problema de coordinación

Una vez definida la reserva que el portafolio puede comprometer, el paso siguiente consiste en ajustar los controladores de las tres plantas para que su respuesta conjunta entregue esa reserva ante una perturbación. Este ajuste se plantea como un problema de optimización. En él, las variables de decisión son las ganancias de estatismo de las plantas, la función objetivo mide qué tan bien el aporte del portafolio se ajusta a la

[1] Horizonte utilizado por el Coordinador en el ECFyDR [2, p. 52].

reserva comprometida y las restricciones fijan el rango admisible de cada ganancia. Como la respuesta del portafolio depende de la dinámica de los controladores, cada combinación candidata se evalúa mediante una simulación RMS en el SMIB. Las subsecciones siguientes presentan estos tres elementos.

4.4.1 Variables de decisión

La respuesta de cada planta ante una desviación de frecuencia depende de su ganancia de estatismo D_i, que determina cuánta potencia adicional entrega por unidad de desviación de frecuencia. Por ello, las variables de decisión del problema son las ganancias de las tres plantas, agrupadas en el vector:

$$D_r = [D_{\text{CEME}}, D_{\text{Usya}}, D_{\text{Sol}}]\,. \tag{4.2}$$

El subíndice r distingue este vector del nivel de despacho D definido en la Sección 3.4, que representa la fracción de la potencia pronosticada con la que opera cada planta.

La ganancia D_i se relaciona con el estatismo porcentual R_i, que es la forma habitual de expresarlo en la normativa, mediante:

$$R_i[\,\%] = \frac{100}{D_i}. \tag{4.3}$$

Así, una ganancia mayor corresponde a un estatismo menor y, por tanto, a una respuesta más intensa de la planta.

En el controlador de planta, la ganancia aparece como dos parámetros, $D_{\text{dn},i}$ para subfrecuencia y $D_{\text{up},i}$ para sobrefrecuencia (Tabla 4.1). Ambos toman el mismo valor:

$$D_{\text{dn},i} = D_{\text{up},i} = D_i. \tag{4.4}$$

De este modo, la respuesta es simétrica frente a desviaciones positivas y negativas de frecuencia, y el problema queda reducido a tres variables de decisión, una por planta.

4.4.2 Función objetivo

La coordinación busca la combinación de ganancias con la que el aporte del portafolio a los 10 s de la perturbación se acerque lo más posible a la reserva comprometida $R_{95,\text{agg}}(D)$ del despacho analizado. Para lograrlo, la función objetivo combina dos términos: el primero premia la potencia que el portafolio entrega durante la ventana de evaluación, y el segundo penaliza la diferencia entre el aporte alcanzado al final de esa ventana y la reserva

comprometida. Para un vector de ganancias D_r, la función objetivo se formula como:

$$\max_{D_r} F(D_r) = \underbrace{\sum_{i\in\mathcal{N}} \frac{1}{T}\int_{t_0}^{t_0+T} \left[P_i(t,D_r) - P_{i,0}\right] dt}_{\text{potencia incremental promedio en la ventana}} \; \underbrace{- C\left(\delta(D_r),\text{Ta}\right)}_{\text{penalización}}. \tag{4.5}$$

Donde $\mathcal{N}$ es el conjunto de las tres plantas, $P_i(t,D_r)$ es la potencia activa de la planta i durante la respuesta dinámica, $P_{i,0}$ es su potencia activa inmediatamente antes de la perturbación, t_0 es el instante de la perturbación y $T = 10$ s es la ventana de evaluación.

El primer término corresponde al promedio temporal de la potencia incremental del portafolio dentro de la ventana, es decir, a la energía adicional que el portafolio entrega entre t_0 y $t_0 + T$ dividida por la duración T. Este término favorece las respuestas rápidas. Por ejemplo, si dos combinaciones de ganancias alcanzan el mismo aporte a los 10 s, obtiene un valor mayor aquella que llega antes a ese aporte, porque entrega más energía durante la ventana.

El segundo término compara el aporte agregado al final de la ventana con la reserva comprometida. Ese aporte se define como:

$$\delta(D_r) = \sum_{i\in\mathcal{N}} \left[P_i(t_0 + T,D_r) - P_{i,0}\right], \tag{4.6}$$

mientras que la referencia de reserva, denominada Ta, corresponde para cada nivel de despacho a la reserva agregada comprometida:

$$\text{Ta}(D) = R_{95,\text{agg}}(D). \tag{4.7}$$

Sin este segundo término, la optimización elegiría siempre las ganancias máximas, porque con ellas aumenta la potencia entregada. La penalización $C(\delta(D_r),\text{Ta})$ contrarresta esa tendencia y lleva el aporte a los 10 s hacia la reserva comprometida.

Cabe precisar que la formulación no exige que el portafolio inyecte toda la reserva $R_{95,\text{agg}}$ ante cualquier perturbación. La potencia que efectivamente entrega depende de la desviación de frecuencia y de la acción de los controladores. La reserva comprometida actúa, más bien, como una referencia común para ajustar las ganancias en todas las condiciones evaluadas.

4.4.3 Función de penalización asimétrica

Quedar por debajo de la reserva comprometida y superarla no tienen la misma consecuencia para el sistema. Un déficit significa que el portafolio no entrega la reserva que respalda, mientras que un exceso solo implica inyectar más potencia de la necesaria. Por

esta razón, la penalización asigna un peso distinto a cada caso:

$$C\left(\delta(D_r),\mathrm{Ta}\right) = \begin{cases} \alpha_{\mathrm{def}}\left(\mathrm{Ta} - \delta(D_r)\right), & \delta(D_r) < \mathrm{Ta}, \\ \alpha_{\mathrm{exc}}\left(\delta(D_r) - \mathrm{Ta}\right), & \delta(D_r) \geq \mathrm{Ta}. \end{cases} \tag{4.8}$$

Donde α_{def} es el peso del déficit y α_{exc} el peso del exceso. La ecuación (4.8) distingue, por tanto, dos condiciones:

- **Déficit** ($\delta(D_r) < \mathrm{Ta}$). El aporte a los 10 s queda bajo la reserva comprometida, y la diferencia $\mathrm{Ta} - \delta(D_r)$ se multiplica por α_{def}.
- **Exceso** ($\delta(D_r) \geq \mathrm{Ta}$). El aporte a los 10 s alcanza o supera la reserva comprometida, y la diferencia $\delta(D_r) - \mathrm{Ta}$ se multiplica por α_{exc}. Esta condición no constituye un incumplimiento, pero su penalización evita que la optimización aumente la respuesta solo para elevar el primer término de la función objetivo.

Para que el déficit pese más que el exceso, los pesos cumplen:

$$\alpha_{\mathrm{def}} > \alpha_{\mathrm{exc}}. \tag{4.9}$$

En consecuencia, la optimización prioriza cubrir la reserva comprometida, pero tampoco se orienta a maximizar la potencia entregada.

Los valores de los pesos se determinaron mediante un análisis de sensibilidad, que consideró los siguientes conjuntos:

$$\alpha_{\mathrm{def}} \in \{1, 2, 3, 50, 100, 200\}, \qquad \alpha_{\mathrm{exc}} \in \{5, 50, 150, 180, 200\}. \tag{4.10}$$

Con base en esta evaluación, el estudio adoptó $\alpha_{\mathrm{def}} = 200$ y $\alpha_{\mathrm{exc}} = 180$, valores que se mantienen constantes en todas las condiciones evaluadas. De esta forma, las diferencias entre resultados responden a los cambios de despacho y disponibilidad, y no a modificaciones de la penalización.

4.4.4 Restricciones

La única restricción del problema corresponde al rango admisible de la ganancia de estatismo de cada planta:

$$12{,}5 \leq D_i \leq 50, \qquad \forall i \in \mathcal{N}. \tag{4.11}$$

De acuerdo con la ecuación (4.3), este rango equivale a estatismos entre el 2 y el 8 %:

$$2\,\% \leq R_i \leq 8\,\%, \qquad \forall i \in \mathcal{N}, \tag{4.12}$$

que es el intervalo que admite la NTSyCS para el CPF [11].

La reserva fotovoltaica de cada planta y la banda muerta también acotan la respuesta, pero no se incluyen como restricciones del problema. Ambas son características de los modelos dinámicos, de modo que la simulación RMS las aplica automáticamente en cada evaluación (Sección 4.3.2).

4.5 Resolución del problema de coordinación mediante el MVMO

La función objetivo de la Sección 4.4 depende de la respuesta dinámica del portafolio; por esta razón, carece de una expresión analítica y de derivadas explícitas, y cada candidato debe evaluarse mediante una simulación RMS. Este tipo de problema se resuelve adecuadamente con métodos metaheurísticos que no requieren gradientes.

4.5.1 Implementación del algoritmo MVMO

La resolución utiliza el método MVMO [23]. Este algoritmo está basado en una población y trabaja con variables normalizadas. En cada iteración, el algoritmo actualiza la media y la varianza de las mejores soluciones almacenadas. Estas estadísticas definen la función de mapeo con que se generan nuevos candidatos dentro de los límites de búsqueda. Cada candidato corresponde a un vector de estatismos $D_r = [D_{\text{CEME}}, D_{\text{Usya}}, D_{\text{Sol}}]$ (ecuación (4.2)), acotado por la ecuación (4.11). El algoritmo ejecuta los siguientes pasos:

1) Generar la población inicial mediante muestreo de hipercubo (LHS, del inglés *Latin Hypercube Sampling*), que distribuye los candidatos en todo el dominio.
2) Evaluar cada candidato en el SMIB y almacenar las mejores soluciones.
3) Actualizar la media y la varianza de las soluciones almacenadas.
4) Generar un nuevo candidato modificando como máximo dos de las tres variables (`num_mutation` = 2).
5) Repetir los pasos 2 a 4 hasta completar 60 actualizaciones.

4.5.2 Acoplamiento entre Python y DIgSILENT PowerFactory

Python administra la búsqueda y PowerFactory actúa como evaluador dinámico. Las entradas son la reserva $R_{95,\text{agg}}(D)$, la potencia inicial $P_{i,0}$ y la potencia disponible $P_{\text{disponible},i}$ de cada planta. La salida es el conjunto de estatismos optimizados. La Figura 4.3 presenta este intercambio. Cada evaluación sigue la misma secuencia:

1) Python asigna a los controladores los valores D_{CEME}, D_{Usya} y D_{Sol} propuestos por MVMO.
2) PowerFactory ejecuta el flujo de potencia e inicializa el modelo dinámico.

3) La trayectoria exógena de frecuencia se aplica a las tres plantas y la simulación RMS entrega $P_i(t)$.

4) Python calcula el aporte medio en la ventana de 10 s y el aporte agregado a los 10 s.

5) Python compara este aporte con $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$ mediante la penalización de la ecuación (4.8) y entrega el valor de la función objetivo a MVMO.

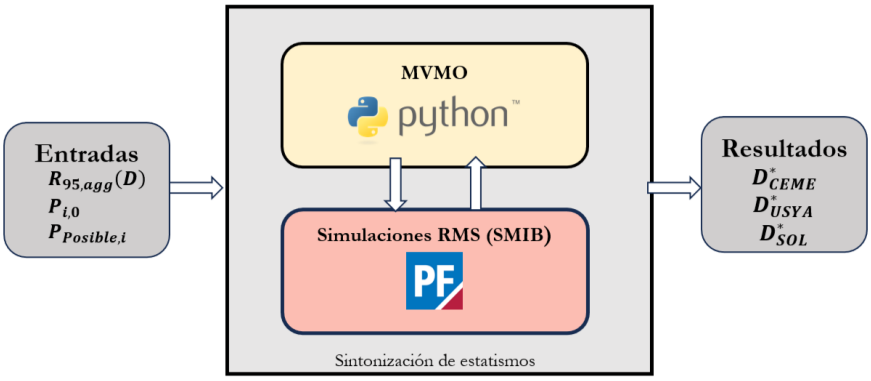


Figura 4.3: Acoplamiento entre MVMO y PowerFactory.
Fuente: elaboración propia.

4.5.3 Configuración del proceso de optimización

La Tabla 4.2 resume la configuración, común a todas las condiciones evaluadas.

Tabla 4.2: Configuración del proceso de optimización MVMO.

Parámetro	Valor	Descripción
Tamaño de población	15	Candidatos considerados en la población inicial
Actualizaciones MVMO	60	Actualizaciones posteriores a la evaluación inicial
`num_mutation`	2	Parámetro de mutación utilizado por MVMO
Criterio de término	60 actualizaciones	Presupuesto fijo, sin tolerancia adicional de convergencia
Tiempo por evaluación	$\approx$ 16 s	Una simulación RMS de la ventana de evaluación en el SMIB

Fuente: elaboración propia a partir de la implementación computacional desarrollada para el estudio.

Cada evaluación equivale a una simulación RMS del SMIB y tarda cerca de 16 s. Con 15 candidatos iniciales y 60 actualizaciones, la ejecución de MVMO para una condición de escenario y despacho requiere unos 20 min, de los cuales cerca de 16 min corresponden a las 60 actualizaciones. El procedimiento termina al completar ese presupuesto, sin una tolerancia sobre la función objetivo. Por tanto, las 60 actualizaciones no representan una condición de convergencia matemática, sino un presupuesto de búsqueda homogéneo para todas las condiciones. El algoritmo conserva, al terminar, la mejor configuración encontrada. El Anexo D documenta la configuración completa y la dispersión de MVMO entre semillas.

4.5.4 Obtención de los estatismos ajustados

El proceso se ejecuta para cada combinación de escenario y despacho, con el valor de $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$ que corresponde a cada despacho. Entre los candidatos D_r evaluados, la salida es el vector

$$D_r^* = \left[D_{\mathrm{CEME}}^*, D_{\mathrm{Usya}}^*, D_{\mathrm{Sol}}^*\right]. \tag{4.13}$$

Por el carácter metaheurístico de MVMO, D_r^* es la mejor solución encontrada y no una demostración de optimalidad global. La sintonización ocurre fuera de línea, de modo que los estatismos D_r^* se cargan en los controladores REPC_A del SEN y permanecen fijos durante toda la simulación. Durante el evento, cada planta responde localmente a la desviación de frecuencia mediante su lazo potencia–frecuencia.

4.6 Definición de los escenarios de evaluación

Cada escenario modifica una sola condición del sistema, ya sea la participación fotovoltaica en el CPF, la disponibilidad del recurso o la regulación convencional. Este diseño permite atribuir cada diferencia en la respuesta de frecuencia a una causa identificable. En conjunto, los escenarios responden tres preguntas operativas.

1) Qué efecto produce el CPF fotovoltaico sobre la frecuencia del SEN.
2) Qué beneficio adicional aporta la coordinación de los estatismos.
3) Cómo cambia la respuesta cuando disminuye la disponibilidad fotovoltaica o la regulación convencional.

Todos los escenarios utilizan los despachos D30, D40 y D50, equivalentes al 30, 40 y 50 % de la potencia pronosticada. Cada despacho tiene asociada la reserva comprometida $R_{95,\mathrm{agg}}(D)$, obtenida en el Capítulo 3, que sirve de referencia para la coordinación de los controles.

4.6.1 Estructura de los escenarios y configuraciones de control

El estudio considera cinco escenarios. El escenario 0 es de referencia y no considera la participación fotovoltaica en el CPF. Los escenarios 1, 2 y 3 varían la disponibilidad del recurso. El escenario 4 reduce la regulación convencional.

Los escenarios 1, 2 y 3 se simulan con dos configuraciones de control:

1) **Caso 1: estatismos base.** Cada planta responde con su controlador local y con el estatismo original de su modelo. Esta configuración representa el portafolio con la parametrización actual de la base de datos del Coordinador, sin ajuste a la reserva comprometida.
2) **Caso 2: estatismos ajustados.** Las plantas utilizan las ganancias obtenidas con MVMO en el SMIB para cada escenario y despacho, con las que el aporte a los 10 s se ajusta en ese modelo a la reserva comprometida.

La Tabla 4.3 resume la condición, el propósito y las configuraciones de control de cada uno.

Tabla 4.3: Escenarios de evaluación de la participación fotovoltaica en el CPF.

Esc.	Condición evaluada	Propósito del escenario	Casos
0	Referencia sin CPF fotovoltaico	Caracterizar la respuesta del SEN con regulación primaria exclusivamente convencional.	–
1	Disponibilidad media	Evaluar la participación fotovoltaica con una disponibilidad representativa del recurso solar.	1 y 2
2	Reducción parcial de CEME 1	Examinar la respuesta agregada cuando la planta de mayor tamaño pierde la mitad de su reserva fotovoltaica.	1 y 2
3	Baja disponibilidad histórica	Evaluar el portafolio en una condición desfavorable observada en el registro histórico.	1 y 2
4	Sustitución parcial de CPF convencional	Examinar la respuesta del SEN cuando disminuye la regulación primaria térmica y se mantiene la participación fotovoltaica coordinada.	2

Fuente: elaboración propia.

El escenario 0 no se subdivide, porque las plantas no participan en el CPF. El escenario 4 utiliza solo el caso 2, porque su finalidad es evaluar la respuesta con estatismos ajustados frente a una menor regulación convencional.

4.6.2 Caracterización de las condiciones de estudio

Cada escenario modifica variables específicas del modelo, como se detalla a continuación.

Escenario 0. Las tres plantas operan con FrqFlag = 0, por lo que la respuesta primaria proviene solo de las unidades convencionales. Este escenario es la base para medir el efecto del CPF fotovoltaico.

Escenario 1. El límite $P_{\text{máx},i}$ de cada planta es su potencia disponible promedio en el registro histórico, por lo que representa la disponibilidad media del portafolio. Sin restricciones adicionales, este escenario es la referencia frente a la cual se comparan los escenarios 2 y 3.

Escenario 2. La reducción afecta a la reserva fotovoltaica de CEME 1 y no a su despacho. El límite superior de CEME 1 pasa a

$$P^{\text{red}}_{\text{máx},\text{CEME}} = P_{\text{desp,CEME}} + 0{,}5\, R^{(1)}_{\text{real,CEME}}, \tag{4.14}$$

donde $R^{(1)}_{\text{real,CEME}}$ es su reserva en el escenario 1. El factor 0,5 es una condición hipotética de sensibilidad, que representa la pérdida de la mitad de la reserva fotovoltaica de la planta de mayor tamaño, es decir, un punto intermedio entre la condición sin restricción (escenario 1) y la pérdida total de su margen. Usya y Sol del Desierto mantienen las condiciones del escenario 1.

Escenario 3. La restricción proviene del registro histórico y afecta a las tres plantas. La condición corresponde al percentil 7 de la reserva agregada,

$$R_{\text{real,agg},P7}(D) = P_7[R_{\text{real,agg}}(d,D)]\,, \tag{4.15}$$

donde $R_{\text{real,agg}}(d,D)$ es la reserva agregada del día $d = 1,\ldots,N_d$. La observación más cercana es el 10 de septiembre de 2025 a las 13:00. El percentil 7 representa una condición desfavorable sin recurrir al mínimo absoluto, que podría ser un evento atípico. Además, este percentil es próximo al de diseño (P5), de modo que la condición queda en el extremo de lo que la reserva comprometida debe cubrir. Como proviene de un día real del registro, la condición conserva la disponibilidad simultánea de las tres plantas en ese día.

Escenario 4. El ensayo deshabilita los reguladores de velocidad de unidades térmicas seleccionadas, que permanecen sincronizadas. Por tanto, retira respuesta primaria de potencia activa, pero conserva la inercia. Las unidades deshabilitadas ante cada contingencia se detallan en el Capítulo 5.

4.6.3 Criterios de comparación

La evaluación usa tres comparaciones, cada una con una pregunta distinta:

1) **Beneficio para el sistema.** Cada escenario se compara con el escenario 0, en que las plantas no participan en el CPF. La diferencia en el nadir, el RoCoF y la frecuencia a los 60 s mide el efecto de incorporar CPF fotovoltaico.

2) **Cumplimiento de la reserva comprometida.** El aporte a los 10 s se compara con la reserva comprometida $R_{95,\text{agg}}$ mediante la cobertura C_{10}. El caso 1 se incluye como referencia, porque muestra cuánto entrega el portafolio con la parametrización actual, sin ajuste a la reserva comprometida.

3) **Sensibilidad a la disponibilidad.** Los escenarios 1, 2 y 3 se comparan entre sí para ver cómo cambia la respuesta cuando la reserva fotovoltaica disminuye.

Toda comparación conserva la misma contingencia, el mismo despacho inicial y los mismos límites de potencia activa.

4.7 Caracterización del sistema de estudio y metodología de evaluación

La evaluación dinámica se desarrolla sobre un modelo del SEN. Esta sección describe la condición operativa, las contingencias, el punto en que se mide la potencia fotovoltaica y los indicadores de desempeño. Todos los escenarios de la Sección 4.6 utilizan los mismos criterios de medición y procesamiento.

4.7.1 Selección y caracterización del caso de estudio

Las simulaciones dinámicas RMS se desarrollaron en DIgSILENT PowerFactory a partir de la base de datos oficial del Coordinador correspondiente al ECFyDR 2026, Parte 1 [13]. Como condición operativa de referencia se seleccionó el caso 2.1 (`Caso2.1E72027.05.210hrsDMHM`), que proyecta un escenario del SEN con alta penetración renovable y reducida masa rotatoria síncrona.

El modelo utilizado en esta memoria corresponde a una reconstrucción del caso 2.1, ajustada para incorporar las condiciones operativas y los controladores de CEME 1, Usya y Sol del Desierto. La Tabla 4.4 resume las magnitudes globales del sistema de estudio reconstruido.

Tabla 4.4: Características del sistema de estudio reconstruido.

Magnitud	**Sistema de estudio**
Generación bruta total [MW]	9.143,18
Generación ERV total [MW]	5.617,29
Penetración ERV [%]	61,44
Capacidad total [MVA]	8.027,27
Inercia total, KE_0 [GVA·s]	30,96
Constante de inercia equivalente [s]	3,86

Nota: la inercia total se calcula como la suma $\sum H_j S_{gn,j} n_j$ sobre las máquinas sincrónicas en servicio, donde H_j es la constante de inercia, $S_{gn,j}$ la potencia nominal y n_j el número de unidades en paralelo [13]. La constante de inercia equivalente es el cociente entre la inercia total y la capacidad total. Fuente: elaboración propia a partir del modelo reconstruido en DIgSILENT PowerFactory.

La evaluación utiliza un único punto de operación, elegido por ser una condición conservadora y de alta exigencia para el CPF. Con una inercia de 30,96 GVA·s y una penetración ERV del 61,44 %, el caso 2.1 representa un estado del SEN en que el desplazamiento de la generación síncrona aumenta la severidad de la contingencia de referencia, la desconexión de San Isidro II (397 MW).

Por consiguiente, el nadir, el RoCoF y el aporte a los 10 s describen la respuesta del portafolio en una de las condiciones más desfavorables que evalúa el Coordinador. Como estos indicadores dependen de la inercia, del despacho y de la demanda del caso simulado, los resultados no se extrapolan cuantitativamente a otras condiciones de inercia o de

demanda. Dentro de este sistema, las tres centrales del portafolio se conectan en puntos distintos de la red, como muestra la Figura 4.4. Por ello, aunque responden a la misma contingencia, cada una lo hace desde su propia ubicación en la topología del SEN.

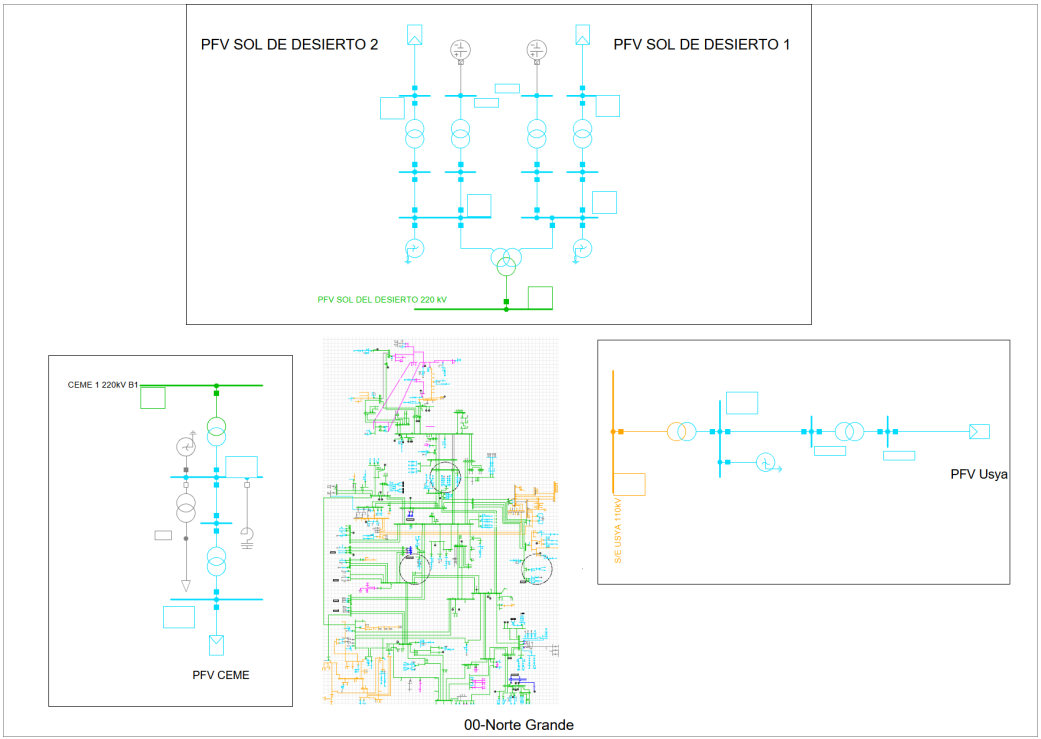


Figura 4.4: Ubicación de las centrales fotovoltaicas de estudio dentro de la topología del SEN. Fuente: elaboración propia a partir del modelo del SEN en DIgSILENT PowerFactory.

De las tres centrales, Sol del Desierto es la única que se representa de forma distinta en el SMIB y en el SEN. En el SMIB, un único equivalente representa la planta completa, con 247,46 MVA y 72 unidades fotovoltaicas, y la sintonización entrega una sola ganancia D_{Sol}. En el SEN, la planta está representada por dos equivalentes idénticos, SOL_1 y SOL_2, cada uno con la mitad de la potencia nominal y de las unidades, de modo que la capacidad instalada no se duplica. Ambos equivalentes reciben la misma ganancia de estatismo y miden la misma frecuencia, por lo que su variación en por unidad, $\Delta p(t)$, es idéntica. La respuesta de la planta en el SEN es, entonces:

$$\Delta P_{\text{Sol}}(t) = \Delta p(t)\,\frac{S_n}{2} + \Delta p(t)\,\frac{S_n}{2} = \Delta p(t)\,S_n, \tag{4.16}$$

Donde $S_n = 247{,}46$ MVA es la potencia nominal de la planta completa. Este resultado coincide con la respuesta del equivalente único del SMIB. Además, como el límite $p_{\text{máx}}$ en por unidad es el mismo en ambos equivalentes, los dos alcanzan su límite de potencia en el mismo instante.

4.7.2 Contingencias de generación consideradas

La evaluación considera dos contingencias de generación de distinta magnitud, ambas aplicadas en $t = 1{,}0$ s. La primera es la desconexión de la central de ciclo combinado San Isidro II, que retira en conjunto su turbina a gas (TG) y su turbina a vapor (TV). Con 397 MW, es la contingencia de referencia del ECFyDR y la que se utiliza para sintonizar las ganancias de estatismo. La segunda es la desconexión de la unidad MAPA TG8, de 166 MW, ubicada en la zona sur del SEN. Como esta unidad no tiene CPF asignado en el modelo, su salida representa una perturbación menor que no retira, al mismo tiempo, reserva primaria del sistema.

Ambas contingencias retiran potencia y, además, energía cinética, ya que las unidades desconectadas son máquinas síncronas. La Tabla 4.5 reúne los datos de cada unidad, obtenidos del modelo en PowerFactory.

Tabla 4.5: Datos de las unidades desconectadas en cada contingencia.

Unidad	P_{LF} **[MW]**	H **[s]**	S_{gn} **[MVA]**	KE_i **[GVA·s]**
San Isidro II, TG	259,00	7,00	305,00	2,135
San Isidro II, TV	138,00	7,92	163,00	1,291
San Isidro II, total	**397,00**	–	–	**3,426**
MAPA TG8	166,00	4,35	222,88	0,970

Nota: P_{LF} es la potencia que la unidad inyecta en el flujo de carga previo a la contingencia, H su constante de inercia y S_{gn} su potencia nominal. La energía cinética almacenada se obtiene como $KE_i = H\,S_{gn}$, que en MVA·s se divide por 1.000 para expresarla en GVA·s. Fuente: elaboración propia a partir del modelo en PowerFactory.

Con estos datos es posible estimar el RoCoF que produce cada contingencia en su primer instante. Para ello se utiliza la aproximación del ECFyDR, ecuación (2.2), expresada en términos de energía cinética:

$$|\mathrm{RoCoF}_0| \approx \frac{P_{LF}\, f_0}{2\, KE_{\mathrm{post}}}. \tag{4.17}$$

Donde P_{LF} es la potencia desconectada, en GW, $f_0 = 50$ Hz es la frecuencia nominal y KE_{post} es la energía cinética que permanece en el sistema después del evento, en GVA·s. Esta última se obtiene restando a la energía cinética previa, KE_0, la de las unidades desconectadas:

$$KE_{\mathrm{post}} = KE_0 - \sum_i KE_i. \tag{4.18}$$

Donde $KE_0 = 30{,}96$ GVA·s corresponde a la inercia total del sistema de estudio (Tabla 4.4).

Por ejemplo, ante la desconexión de San Isidro II, la energía cinética remanente es $KE_{\mathrm{post}} = 30{,}96 - 3{,}43 = 27{,}53$ GVA·s, de modo que:

$$|\mathrm{RoCoF}_0| \approx \frac{0{,}397 \cdot 50}{2 \cdot 27{,}53} = 0{,}361 \text{ Hz/s}. \tag{4.19}$$

El mismo cálculo se aplica a MAPA TG8, y la Tabla 4.6 compara ambos resultados con el RoCoF obtenido en la simulación.

Tabla 4.6: Energía cinética y RoCoF inicial de las contingencias evaluadas.

Magnitud	San Isidro II	MAPA TG8
Potencia desconectada, P_{LF} [MW]	397,00	166,00
Energía cinética previa, KE_0 [GVA·s]	30,96	30,96
Energía cinética retirada, $\sum_i KE_i$ [GVA·s]	3,43	0,97
Energía cinética remanente, KE_{post} [GVA·s]	27,53	29,99
RoCoF teórico, $\lvert \text{RoCoF}_0 \rvert$ [Hz/s]	0,361	0,138
RoCoF simulado [Hz/s]	−0,326	−0,148

Fuente: elaboración propia a partir del modelo en PowerFactory.

Los valores teóricos son coherentes con el ECFyDR 2026, que para el caso 2.1 informa un RoCoF de 0,357 Hz/s ante la pérdida de San Isidro II [13, Tabla 23], es decir, una diferencia cercana al 1 %. Ante San Isidro II, el RoCoF simulado es menor en magnitud que el teórico, porque la ecuación (4.17) supone un desbalance instantáneo sin respuesta de la carga ni de los reguladores, mientras que en la simulación la carga dependiente de la frecuencia y de la tensión y la acción inicial de los reguladores reducen el desbalance desde los primeros instantes. Ante MAPA TG8, en cambio, ambos valores son del mismo orden, con 0,138 y 0,148 Hz/s. Por ello, la ecuación (4.17) se utiliza como una estimación de referencia del orden de magnitud y no como predicción exacta del valor simulado.

4.7.3 Alcance de las contingencias de transmisión

El estudio evalúa el CPF ante contingencias de generación, porque la pérdida de una unidad impone un desbalance directo e instantáneo entre generación y demanda, que es la perturbación de referencia para dimensionar reservas y sintonizar el estatismo [13]. La contingencia de transmisión prevista en el segundo objetivo específico se trató de forma exploratoria mediante la apertura del circuito 1 de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico (Anexo F). Esa simulación se interrumpió en $t = 11{,}3$ s por no convergencia numérica, de modo que no fue posible observar el máximo ni la estabilización de la frecuencia. Por ello, sus resultados no sustentan conclusiones sobre el CPF y se declaran como una limitación del estudio (Sección 4.8.2).

4.7.4 Potencia referida al punto de interconexión

La reserva comprometida $R_{95,\text{agg}}$ se calcula con potencias referidas al punto de interconexión (POI) de cada central. Por ello, el aporte fotovoltaico también se evalúa en el POI y no en los bornes del generador equivalente (`ElmPvsym`), que es donde el modelo registra la potencia. Entre ambos puntos se encuentran las etapas de transformación que muestra la Figura 4.5, es decir, los transformadores colectores de cada central y, en CEME 1 y Usya, su transformador principal.

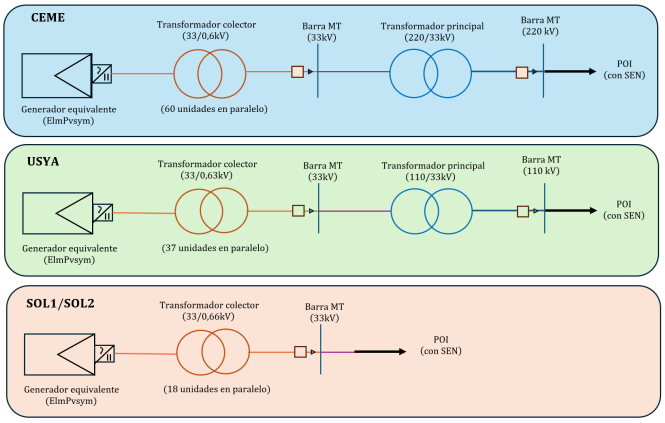


Figura 4.5: Etapas de transformación entre el generador equivalente y el POI.
Fuente: elaboración propia a partir del modelo en DIgSILENT PowerFactory.

La potencia en el POI se obtiene descontando a la potencia en bornes las pérdidas de esos transformadores, calculadas con los parámetros del propio modelo (Anexo B). En las condiciones simuladas, la diferencia entre ambas mediciones es del orden de 3 MW. Aunque es reducida, referir el aporte al POI asegura que este y la reserva comprometida se comparen en el mismo punto, tanto en la condición previa a la contingencia como durante la respuesta. La potencia de las unidades síncronas, en cambio, se mide en sus bornes, porque se utiliza como referencia del comportamiento del sistema y no para verificar un compromiso de reserva.

4.7.5 Indicadores de desempeño dinámico

La contingencia se aplica en $t_0 = 1$ s, y los indicadores se agrupan en tres conjuntos.

1) **Respuesta de frecuencia.** El nadir es el mínimo de la frecuencia en la ventana de evaluación:

$$f_{\text{nadir}} = \min_{t \in [t_0, t_f]} f(t), \tag{4.20}$$

y el primer escalón del EDAC, de 48,9 Hz, se utiliza como referencia de seguridad para evaluarlo. El RoCoF dinámico se calcula sobre una ventana de 0,5 s posterior a la contingencia. El tiempo de establecimiento (t_{est}) es el intervalo desde la contingencia hasta que la frecuencia ingresa, sin volver a salir, a una banda de $\pm\varepsilon$ en torno a su valor final:

$$t_{\text{est}} = t_\varepsilon - t_0, \tag{4.21}$$

Donde t_ε es el primer instante a partir del cual se cumple $|f(t) - f_{60}| \leq \varepsilon$ hasta el final de la simulación, $f_{60} = f(t_0 + 60\,\text{s})$ y $\varepsilon = 20$ mHz. El nadir y los instantes de la Tabla E.1 se expresan como tiempo transcurrido desde el evento. La banda de 20 mHz es un criterio de procesamiento y no una exigencia normativa. Las curvas se interpolan con un paso de 0,01 s; si la frecuencia nunca sale de la banda, $t_{\text{est}} = 0$, y si no se

estabiliza dentro de la ventana, el indicador se considera no determinado.

2) **Aporte fotovoltaico.** El incremento de potencia de la central i en el POI, transcurrido un tiempo τ desde la contingencia, es:

$$\Delta P_{\mathrm{FV},i}(\tau) = P_{\mathrm{POI},i}(t_0 + \tau) - P_{\mathrm{POI},i}(t_0^-), \tag{4.22}$$

Donde t_0^- es el instante previo a la desconexión. El aporte del portafolio es la suma de los incrementos de las tres centrales:

$$\Delta P_{\mathrm{FV}}(\tau) = \sum_{i=1}^{3} \Delta P_{\mathrm{FV},i}(\tau). \tag{4.23}$$

Los indicadores principales son $\Delta P_{\mathrm{FV}}(10\,\mathrm{s})$ y $\Delta P_{\mathrm{FV}}(60\,\mathrm{s})$. La relación con la reserva comprometida se expresa mediante el índice de cobertura C_{10}, definido como:

$$C_{10} = \frac{\Delta P_{\mathrm{FV}}(10\,\mathrm{s})}{R_{95,\mathrm{agg}}(D)}. \tag{4.24}$$

Un valor $C_{10} < 1$ no indica por sí solo un incumplimiento, ya que una perturbación menor puede no producir una desviación suficiente para activar toda la reserva. La cobertura se interpreta, por tanto, junto con la magnitud de la contingencia y la respuesta de frecuencia.

3) **Respuesta convencional.** El aporte agregado de las unidades síncronas es:

$$\Delta P_{\mathrm{Sync}}(\tau) = \sum_{k=1}^{N_{\mathrm{Sync}}} \left[P_k(t_0 + \tau) - P_k(t_0^-) \right], \tag{4.25}$$

Donde P_k es la potencia activa de la unidad síncrona k y N_{Sync} el número de unidades en servicio. Este indicador permite examinar la interacción entre ambas tecnologías.

4.7.6 Procesamiento y comparación de resultados

Todas las simulaciones RMS se procesan con el mismo procedimiento. En primer lugar, el procesamiento identifica el instante de contingencia y la condición previa. Luego, extrae la frecuencia y la potencia activa de las centrales, refiere las potencias fotovoltaicas al POI y calcula los aportes a 10 y 60 s y los indicadores de frecuencia. Finalmente, los resultados se comparan entre configuraciones de control y escenarios.

Los estatismos se sintonizan una sola vez, con la trayectoria de San Isidro II, y se conservan para la unidad generadora MAPA TG8 sin una nueva optimización. Por último, $R_{95,\mathrm{agg}}$ caracteriza la disponibilidad histórica del recurso, mientras que la respuesta dinámica depende de la inercia, la topología y el despacho síncrono del caso simulado.

4.8 Alcance respecto del plan de trabajo aprobado

Esta sección contrasta cada elemento del plan de trabajo aprobado con su ejecución en la memoria, con el fin de dejar trazable cada decisión de alcance. Las adaptaciones responden a dos criterios, que son la física del CPF, dimensionado ante la pérdida de generación, y la base de datos oficial del Coordinador, que define la condición operativa evaluada. La Tabla 4.7 resume la correspondencia y las subsecciones siguientes la justifican.

Tabla 4.7: Correspondencia entre el plan de trabajo aprobado y su ejecución.

Elemento del plan	Ejecución en la memoria	Sección
Reserva solo síncrona frente a reserva híbrida	Escenario 0 frente a los escenarios 1 a 3	4.8.1
Contingencias de generación N-1	San Isidro II y MAPA TG8, con las métricas completas	4.8.2
Contingencia de transmisión de 500 kV	Evaluación exploratoria de la respuesta en sobrefrecuencia, en la ventana de 10 s	4.8.2
Niveles de inercia alta, media y baja	Condición de baja inercia del caso 2.1, la de mayor requerimiento de CPF	4.8.3
Escenarios estacionales y de demanda	Estacionalidad integrada en la estadística de 396 días y cuantificada por estación	4.8.4
Sensibilidad al estatismo, la banda muerta y la correlación	Estatismo en todo el rango de 2 a 8 % y correlación medida; banda muerta fija en el valor del SEN	4.8.5
Confianza del 95 %	Percentil 5 anual exigido por la norma de SSCC	4.8.6
Comparación con unidades térmicas	Composición del aporte y escenario 4 de sustitución	4.8.7

4.8.1 Escenario base y reserva híbrida

El plan contrasta una reserva provista solo por unidades síncronas con una reserva híbrida. El escenario 0 cumple el primer papel, ya que las plantas operan sin lazo de frecuencia y toda la respuesta primaria proviene de las unidades térmicas e hidráulicas. Los escenarios 1 a 3 representan la reserva híbrida, con distinta disponibilidad fotovoltaica. La comparación de cada escenario con el escenario 0 mide el beneficio del CPF fotovoltaico para el sistema.

4.8.2 Contingencias de generación y de transmisión

Las contingencias de generación, San Isidro II (397 MW) y MAPA TG8 (166 MW), se evaluaron según el plan. La desconexión de una unidad retira de golpe su potencia, de modo que la generación queda por debajo de la demanda y la diferencia se extrae de la energía cinética de las máquinas síncronas, por lo que la frecuencia cae. Este desbalance directo es la perturbación con la que se dimensionan las reservas y se sintonizan los estatismos.

La apertura de una línea de transmisión es distinta. Ningún generador ni consumo sale de servicio, de modo que la generación y la demanda no cambian en el instante del evento. La potencia que transportaba la línea se reparte por los caminos paralelos de la red, y cambian los flujos, las pérdidas y las tensiones. La frecuencia solo varía de forma indirecta, porque las cargas que dependen de la tensión cambian su consumo y aparece un desbalance pequeño. En la apertura del circuito 1 de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico, la frecuencia subió hasta 50,107 Hz en $t = 11{,}25$ s, lo que indica una reducción neta de la demanda por este efecto. El portafolio respondió como CPF en sobrefrecuencia y redujo su inyección en 11,88 MW a los 10 s (Anexo F). El registro cubre la ventana de evaluación de 10 s del CPF.

La respuesta en sobre-frecuencia consiste en reducir potencia, lo que no depende de la reserva fotovoltaica. Por ello, la condición que exige al portafolio y que define su sintonización es la subfrecuencia por pérdida de generación. La componente de transmisión del segundo objetivo específico se cumple, por tanto, como evaluación exploratoria de la respuesta en sobrefrecuencia.

4.8.3 Punto de operación e inercia

El plan preveía tres niveles de inercia y seleccionar el caso más representativo y crítico. El estudio evalúa la condición que impone el mayor requerimiento de CPF, que corresponde al caso 2.1 del ECFyDR 2026, con 30,96 GVA·s en el modelo reconstruido. Esta elección se apoya en tres razones, que se desarrollan a continuación.

La primera razón es que la baja inercia exige más CPF. Como muestra la Tabla 2.6 del Capítulo 2, el ECFyDR 2026 fija el CPF inicial requerido a los 10 s según la inercia y la generación del sistema, y con igual generación el requerimiento con 30 GVA·s casi duplica al de 60 GVA·s.

Para el sistema de estudio, con 30,96 GVA·s y 9.143 MW, la interpolación de esa tabla entrega cerca de 319 MW para 400 MW desconectados y cerca de 316 MW para los 397 MW de San Isidro II. Las simulaciones son coherentes con este valor. En el escenario 0, la generación síncrona aporta 257,84 MW a los 10 s, menos que lo requerido, y el nadir alcanza el umbral del EDAC. Con CPF fotovoltaico, el aporte total a los 10 s llega a 289–340 MW y el nadir queda entre 226 y 389 mHz sobre ese umbral.

La segunda razón es que una inercia mayor implica más unidades síncronas en servicio. En esa condición, el RoCoF sería menor, el nadir más alto y el CPF requerido, menor. Los resultados obtenidos con baja inercia quedan, por tanto, del lado conservador.

La tercera razón es que la baja inercia coincide con la condición en que el portafolio puede participar. Las horas de alta inercia corresponden a la noche o a baja radiación, cuando las plantas fotovoltaicas generan poco o nada. La condición relevante para el CPF fotovoltaico es la operación diurna, con alta penetración ERV y baja inercia, que es la que representa el caso 2.1. Otros niveles de inercia quedan fuera del alcance de esta memoria.

4.8.4 Estacionalidad y condiciones de demanda

El compromiso de reserva se calcula con el año completo. Esta decisión se entiende mejor a partir de lo que significa un nivel de confianza del 95 %.

El artículo 3-13 de la norma de SSCC establece que las reservas se determinan mediante un análisis probabilístico de datos históricos, con un nivel de confianza no inferior al 95 % [12]. Un compromiso con ese nivel no promete que el portafolio lo cubra todos los días, sino que acepta, por definición, que en el 5 % de los días la reserva disponible sea menor. En esos días, el resto de la reserva de CPF del sistema cubre la diferencia. Para que ese 5 % sea el de todo el año, la muestra debe contener todas las condiciones que enfrentan las plantas. Los 396 días del registro, un año calendario y un mes adicional, incluyen días despejados, parcialmente nublados y nublados de las cuatro estaciones (Sección 3.1). La estacionalidad, por tanto, no se omite, sino que queda contenida en la distribución de la que se obtiene el percentil 5.

Un compromiso calculado con una sola estación sería menos estable. Una estación tiene unos 90 días, y su percentil 5 depende de solo cuatro o cinco de ellos. Como la nubosidad suele persistir varios días seguidos, un único episodio nublado bastaría para mover el valor de toda la estación. Con el año completo, el percentil se apoya en unos 20 días de baja reserva, y el resultado cambia poco si se agrega o se quita un episodio nublado.

Como verificación, el mismo cálculo se repitió con los días de cada estación astronómica (Tabla 4.8). El propósito no es reemplazar el valor anual, sino ver de qué estaciones provienen los días de baja reserva.

Tabla 4.8: Reserva $R_{95,\text{agg}}$ anual y por estación [MW].

Período	Días	D30	D40	D50
Anual (valor adoptado)	396	189,81	134,60	79,38
Verano (21 dic.–19 mar.)	100	233,69	169,29	104,48
Otoño (20 mar.–20 jun.)	93	99,12	44,41	−10,68
Invierno (21 jun.–21 sep.)	93	187,14	135,26	90,66
Primavera (22 sep.–20 dic.)	110	285,02	217,61	150,46

Nota: cada estación usa el percentil 5 de sus propios días, con las fechas astronómicas del hemisferio sur.
Fuente: elaboración propia a partir de [18], [19], [20].

En verano y primavera, el percentil 5 estacional supera al anual, y en invierno es prácticamente igual (187,14 frente a 189,81 MW en D30). El otoño concentra la menor disponibilidad, ya que 12 de los 20 días que definen el percentil 5 anual ocurren en esa estación. En D50, el valor de otoño es negativo, porque en sus días de menor radiación la potencia disponible queda bajo el despacho. Esos días forman parte del 5 % que el criterio anual admite sin cobertura del portafolio. La tabla confirma, así, que el valor anual recoge la variación estacional en lugar de ignorarla.

Esta variación no cambia los resultados dinámicos, que dependen de la reserva fotovoltaica de cada escenario. El escenario 3 representa, además, un día real de baja disponibilidad, el 10 de septiembre de 2025, un día de invierno ubicado en el percentil 7 de la distribución

anual. Un compromiso distinto para cada estación es posible con el mismo procedimiento y queda como trabajo futuro (Sección 4.8.6).

4.8.5 Sensibilidades al estatismo, la banda muerta y la correlación

La sensibilidad al estatismo se evaluó de dos formas. En primer lugar, el algoritmo MVMO explora todo el intervalo normativo de 2 a 8 %; en segundo lugar, el caso 1 y el caso 2 comparan dos configuraciones en las mismas condiciones. La correlación entre plantas se midió con los coeficientes de Pearson ρ_{ij}. La banda muerta, en cambio, se mantuvo fija en ± 25 mHz, por las razones expuestas en la Sección 2.3.2.

4.8.6 Nivel de confianza

El nivel de confianza del 95 % no es una elección del estudio, sino una exigencia del artículo 3-13 de la norma de SSCC [12]. Por ello, el estudio usa un solo nivel, calculado sobre los días del año.

El plan mencionaba un percentil adaptativo. En esta memoria, ese término significa calcular el percentil 5 con los días de un período más corto, por ejemplo una estación, en lugar de todo el año. El compromiso dejaría de ser un valor único y cambiaría durante el año. Con los datos de la Tabla 4.8, en D30 sería de 234 MW en verano, 99 MW en otoño, 187 MW en invierno y 285 MW en primavera. Cada valor tendría respaldo en el 95 % de los días de su estación. Este esquema exige que el Coordinador acepte compromisos variables, por lo que queda como trabajo futuro.

4.8.7 Comparación con unidades térmicas

La comparación con unidades térmicas se realiza de dos formas. La primera es la composición del aporte a los 10 y 60 s entre la generación fotovoltaica y la síncrona. La segunda es el escenario 4, que deshabilita los reguladores de unidades térmicas y mide cuánto de esa respuesta asume el portafolio.

En consecuencia, las conclusiones corresponden a la condición de baja inercia del caso 2.1, a la hora de estudio de las 13:00 y a contingencias de generación.

Capítulo 5

Resultados y análisis

Este capítulo presenta los resultados de las tres etapas de la metodología, cada una construida sobre la anterior. Primero, la caracterización estadística determina cuánta reserva puede comprometer el portafolio. Luego, la sintonización en el SMIB obtiene las ganancias de estatismo que ajustan el aporte a esa reserva. Finalmente, las simulaciones en el SEN evalúan cómo responde el sistema frente a las dos contingencias de generación y cuando se retira parte de la regulación convencional. La última sección reúne los aportes y alcances de la memoria.

Para interpretar estos resultados, el análisis distingue tres magnitudes que, aunque relacionadas, no son equivalentes:

1) **Reserva comprometida, $R_{95,\mathrm{agg}}$:** Reserva que el portafolio dispone en el 95 % de los días del registro histórico.

2) **Aporte efectivo a los 10 s, $\Delta P_{\mathrm{FV}}(10\,\mathrm{s})$:** Potencia que el portafolio inyecta realmente durante la contingencia.

3) **Efecto sobre la frecuencia:** Cambio que ese aporte produce en el nadir, el RoCoF y la recuperación de la frecuencia.

Esta distinción permite evaluar por separado cuánta reserva existe, cuánta se entrega y qué efecto tiene en el sistema, sin confundir la reserva fotovoltaica con la potencia efectivamente inyectada.

5.1 Caracterización estadística de la disponibilidad de la reserva

La reserva ascendente de una planta fotovoltaica depende de la potencia que el recurso solar permite producir y del punto inicial de operación. Como la potencia pronosticada y la potencia disponible no coinciden, la reserva prevista tampoco coincide con la disponible.

5.1.1 Reducciones de generación y error de pronóstico

La reconstrucción de la potencia disponible incorpora dos fuentes de incertidumbre, las reducciones de generación y el error de pronóstico, que se analizan a continuación para la hora de estudio.

La primera fuente son las reducciones de generación, cuya distribución a las 13:00 presenta la Figura 5.1.

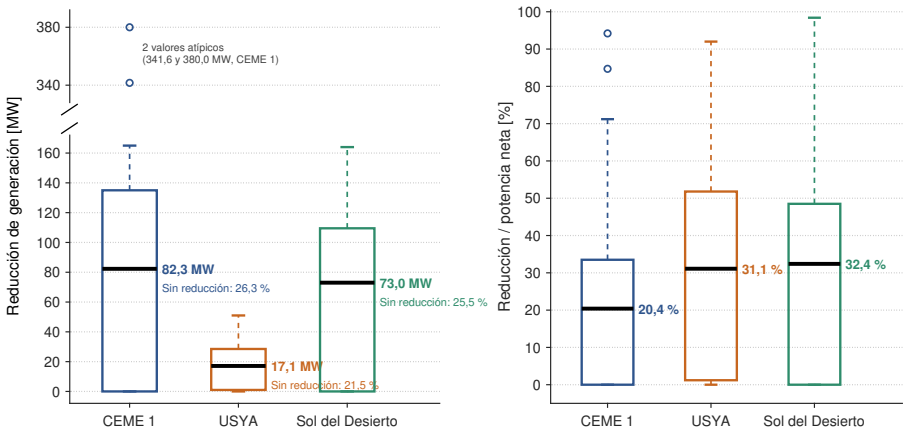


Figura 5.1: Reducciones de generación a las 13:00.
Fuente: elaboración propia a partir de registros del CEN.

Las reducciones difieren en magnitud entre las tres plantas. Las medianas alcanzan 82,3 MW en CEME 1, 17,1 MW en Usya y 73,0 MW en Sol del Desierto, equivalentes al 20,4 %, 31,1 % y 32,4 % de sus potencias netas. CEME 1 presenta la mayor reducción absoluta, mientras que Usya y Sol del Desierto registran reducciones proporcionalmente mayores. Además, las reducciones no son permanentes, ya que los días sin reducción representan el 26,3 %, 21,5 % y 25,5 % de las observaciones. Por esta razón, la reserva no se toma directamente del vertimiento registrado cada día, que varía y puede ser nulo. El vertimiento se suma a la generación real para reconstruir la potencia disponible, y la reserva que el portafolio puede comprometer se obtiene después, al comparar esa potencia con el despacho.

La segunda fuente de incertidumbre es el error de pronóstico, definido como la diferencia entre la potencia disponible y la pronosticada. La Figura 5.2 presenta su distribución a las 13:00.

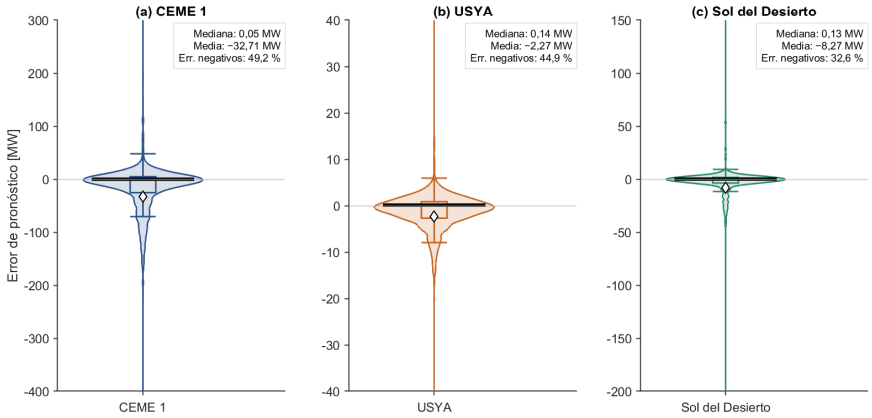


Figura 5.2: Error de pronóstico a las 13:00.
Fuente: elaboración propia a partir de registros del CEN.

El comportamiento central de los errores oculta desviaciones relevantes. Las medianas son próximas a cero, con 0,05 MW en CEME 1, 0,14 MW en Usya y 0,13 MW en Sol del Desierto. Las medias, en cambio, son negativas, con −32,71 MW, −2,27 MW y −8,27 MW, respectivamente. Esta diferencia entre media y mediana revela desviaciones negativas de gran magnitud, especialmente en CEME 1. Los errores negativos representan, además, el 49,2 %, 44,9 % y 32,6 % de los registros. Según la ecuación (3.13), cada error negativo reduce en la misma magnitud la reserva esperada. Por tanto, una reserva calculada solo con el pronóstico no está disponible en todas las observaciones.

5.1.2 Reserva individual según el nivel de despacho

La reserva de cada planta se evaluó para despachos entre 0 y 90 % de la potencia pronosticada. La Tabla 5.1 compara tres indicadores. La reserva esperada supone un pronóstico perfecto. La reserva R_{95} es el percentil 5 de la reserva real, es decir, el umbral alcanzado o superado en el 95 % de los días. El tercer indicador es el porcentaje de días con reserva real positiva.

Tabla 5.1: Reserva individual según el nivel de despacho a las 13:00.

Planta	Indicador	Nivel de despacho [%]									
		0	**10**	**20**	**30**	**40**	**50**	**60**	**70**	**80**	**90**
CEME 1	Reserva esperada [MW]	200	180	160	140	120	100	80	60	40	20
	R_{95} [MW]	135,5	100,8	79,68	51,94	28,73	−4,98	−38,79	−78,37	−116,2	−154,9
	Días con $R_{\text{real}} > 0$ [%]	100	99,49	98,73	96,96	96,21	94,69	91,41	86,61	78,03	72,47
Sol del Desierto	Reserva esperada [MW]	150,96	135,86	120,77	105,67	90,57	75,48	60,38	45,29	30,19	15,10
	R_{95} [MW]	109,47	88,26	67,77	47,89	28,93	13,13	−6,74	−26,61	−46,02	−64,21
	Días con $R_{\text{real}} > 0$ [%]	100	97,97	97,47	97,47	97,22	96,21	94,19	92,17	88,38	83,58
Usya	Reserva esperada [MW]	21,37	19,23	17,09	14,96	12,82	10,68	8,55	6,41	4,27	2,14
	R_{95} [MW]	9,46	4,66	0,52	−3,01	−7,43	−11,55	−16,40	−20,65	−24,40	−28,06
	Días con $R_{\text{real}} > 0$ [%]	100	97,47	95,45	93,68	92,92	91,66	89,14	86,36	83,83	78,53

Fuente: elaboración propia a partir del análisis estadístico de disponibilidad fotovoltaica.

La reserva esperada disminuye linealmente con el despacho, pero ignora las desviaciones del pronóstico. R_{95} sí las incorpora y resulta siempre menor. En D30, CEME 1 alcanza 51,94 MW frente a 140 MW esperados, Sol del Desierto 47,89 MW y Usya −3,01 MW. CEME 1 pasa a valores negativos en D50, Sol del Desierto conserva 13,13 MW y Usya es negativa desde D30.

El porcentaje de días favorables no basta para respaldar reserva. En D50, CEME 1 tiene reserva positiva en el 94,69 % de los días, pero su R_{95} es de −4,98 MW. Para el criterio adoptado, el 5 % de días más desfavorables determina el resultado. Un valor negativo no representa una reserva físicamente negativa. Indica que la cola inferior de la distribución incluye días con potencia disponible menor que el despacho. Estos valores se conservan porque identifican dónde se pierde el margen estadísticamente respaldado. Una mayor capacidad nominal, por tanto, no garantiza un margen positivo en todos los despachos.

5.1.3 Efecto de la agregación y despacho crítico

La agregación aplica el procedimiento del Capítulo 3 donde para cada día, primero se suman las reservas de las plantas y después se calcula el percentil 5 de la suma (ecuación (3.17)). La Tabla 5.2 compara las plantas individuales, los pares y el portafolio completo. La última columna incluye el despacho crítico D^* de cada configuración, definido en la ecuación (3.19) como el mayor despacho con R_{95} no negativa.

Tabla 5.2: Reserva estadística R_{95} y despacho crítico según la configuración, a las 13:00.

N.º plantas	Configuración	R_{95} [MW] según despacho						D^*
		D0	D30	D50	D60	D70	D90	[%]
1	CEME 1	135,50	51,94	−4,98	−38,79	−78,37	−154,90	48,48
1	Sol del Desierto	109,47	47,89	13,13	−6,74	−26,61	−64,21	54,66
1	Usya	9,46	−3,01	−11,55	−16,40	−20,65	−28,06	21,11
2	CEME 1 + Sol del Desierto	316,24	159,67	55,80	5,42	−51,77	−164,61	61,39
2	CEME 1 + Usya	180,72	78,57	17,31	−23,52	−65,39	−150,05	54,38
2	Sol del Desierto + Usya	137,55	71,75	26,43	1,36	−20,77	-62,88	60,63
3	**CEME 1 + Sol del Desierto + Usya**	**349,40**	**189,81**	**79,38**	**22,59**	**-36,51**	**-160,86**	**64,29**

Fuente: elaboración propia a partir de las distribuciones históricas de reserva real.

El portafolio completo alcanza 189,81 MW en D30, 134,60 MW en D40 y 79,38 MW en D50. El caso de D50 muestra el beneficio de la agregación con claridad. CEME 1 y Usya tienen reservas individuales negativas, pero el portafolio conserva 79,38 MW. Este valor no es una suma de reservas garantizadas. Proviene de la distribución de las sumas diarias, que incorpora la coincidencia temporal de las disponibilidades y los días desfavorables de una planta no coinciden necesariamente con los de las demás. La Figura 5.3 muestra la evolución de todas las configuraciones con el despacho.

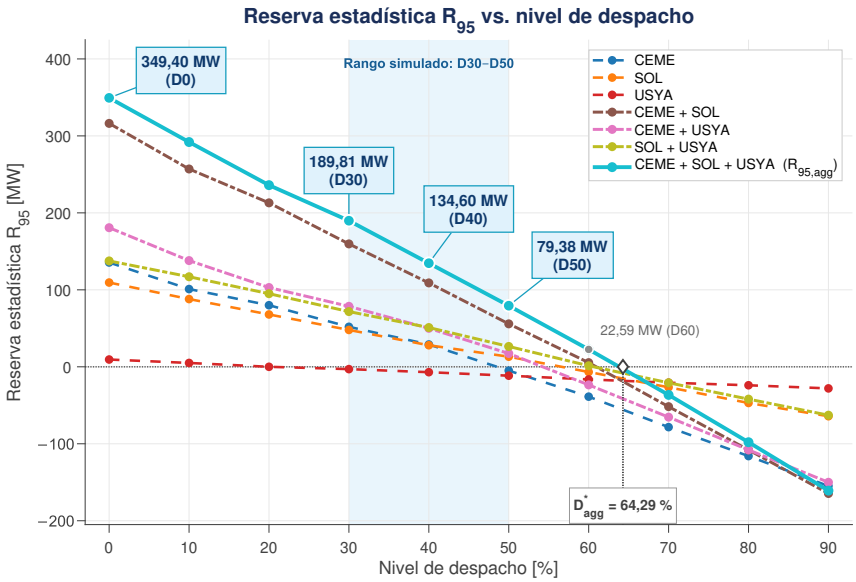


Figura 5.3: Reserva estadística R_{95} según el despacho y la configuración.

Fuente: elaboración propia a partir del análisis estadístico de disponibilidad fotovoltaica.

En la Figura 5.3, las curvas discontinuas corresponden a las plantas individuales y la curva gruesa al portafolio completo. La reserva del portafolio pasa de 22,59 MW en D60 a −36,51 MW en D70, por lo que su despacho crítico se ubica en $D^* = 64{,}29$ %, 9,63 puntos porcentuales sobre Sol del Desierto (54,66 %), la mejor planta individual. El beneficio, sin embargo, no es uniforme, ya que el par CEME 1–Usya (54,38 %) no supera a Sol del Desierto sola y en D60 ya presenta −23,52 MW. El valor de D^* es una frontera estadística, y no un punto de operación recomendado ni un límite dinámico del SEN.

5.1.4 Correlación de los errores de pronóstico

La matriz de correlación de Pearson complementa la interpretación del beneficio de agregación. La Figura 5.4 presenta la matriz de correlación entre los errores de pronóstico de las tres plantas.

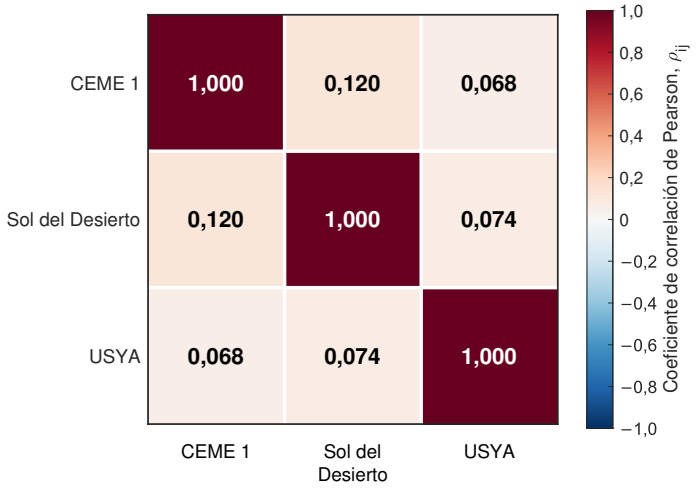


Figura 5.4: Correlación de Pearson entre los errores de pronóstico.
Fuente: elaboración propia a partir de 396 observaciones simultáneas a las 13:00.

Los coeficientes cruzados son positivos y reducidos, con 0,120 entre CEME 1 y Sol del Desierto, 0,074 entre Sol del Desierto y Usya, y 0,068 entre CEME 1 y Usya. La asociación lineal entre las desviaciones simultáneas es, por tanto, débil. Con 396 observaciones, el umbral aproximado de significancia al 5 % es $|r| \approx 0{,}10$, por lo que solo el coeficiente de 0,120 lo supera, y aun así con una magnitud baja. Una caída de irradiancia en una planta no ocurre necesariamente, ni con igual intensidad, en las otras. Este resultado es consistente con la diversidad espacial del recurso y con el beneficio observado en R_{95} y D^*.

El coeficiente de Pearson mide únicamente la asociación lineal entre los errores, mientras que el dimensionamiento de la reserva depende de la cola de la distribución, es decir, de los eventos de caída simultánea. Por ello, la correlación se emplea como evidencia complementaria, y la evidencia principal del beneficio de agregación se obtiene directamente de la distribución empírica de la reserva (R_{95} y D^*).

5.1.5 Niveles de despacho para la evaluación dinámica

La evaluación dinámica utiliza D30, D40 y D50, con reservas agregadas de 189,81 MW, 134,60 MW y 79,38 MW. Los tres niveles se ubican bajo $D^* = 64{,}29$ % y representan una reducción progresiva de la reserva disponible. El nivel D60 conserva 22,59 MW, pero quedó excluido por su cercanía a la frontera estadística. Excluir D60 no implica que sea inviable.

$R_{95,\mathrm{agg}}$ caracteriza la reserva disponible y no la potencia que el portafolio entrega frente a una contingencia, que depende de la desviación de frecuencia, de los estatismos y de los límites de cada planta. Por ello, las secciones siguientes evalúan cuánto de esta reserva inyecta el portafolio, primero en el SMIB y después en el SEN.

5.2 Sintonización del control maestro en el modelo SMIB

Esta sección presenta las ganancias de estatismo que entrega MVMO en el SMIB para las nueve combinaciones de escenario y despacho. En cada una, la reserva comprometida $R_{95,\mathrm{agg}}$, que actúa como objetivo, se compara con el aporte del portafolio a los 10 s de la perturbación, de modo que la cercanía entre ambos indica cuánto se ajusta la respuesta a esa reserva.

5.2.1 Condiciones de disponibilidad de los escenarios

La disponibilidad de cada planta se representa en el modelo mediante su límite superior de potencia, $P_{\mathrm{máx},i}$, igual a su potencia disponible. La Tabla 5.3 reúne los límites utilizados en los tres escenarios.

Tabla 5.3: Límite $P_{\mathrm{máx},i}$ por escenario y despacho, en MW y, entre paréntesis, en pu de S_n.

Escenario	**CEME 1**	**Usya**	**Sol del Desierto (SMIB)**	**SOL_1 y SOL_2 (SEN)**
S_n [MVA]	412,44	60,57	247,46	123,73
Esc. 1 (D30–D50)	311,85 (0,7561)	39,08 (0,6452)	190,83 (0,7712)	95,42 (0,7712)
Esc. 2, D30	207,61 (0,5034)	39,08 (0,6452)	190,83 (0,7712)	95,42 (0,7712)
Esc. 2, D40	224,39 (0,5441)			
Esc. 2, D50	242,06 (0,5869)			
Esc. 3 (D30–D50)	234,02 (0,5674)	24,55 (0,4053)	131,02 (0,5295)	65,51 (0,5295)

Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN.

La Figura 5.5 ubica las tres condiciones dentro de la distribución histórica de reserva agregada de cada despacho. La línea roja marca la reserva comprometida $R_{95,\mathrm{agg}}$. Hacia la izquierda de esa línea se encuentra el 5 % de los días más desfavorables y, a su derecha, los

días con una reserva igual o superior a ese valor. Así, la distancia entre cada condición y la línea roja indica cuánta reserva adicional tiene el portafolio en esa condición.

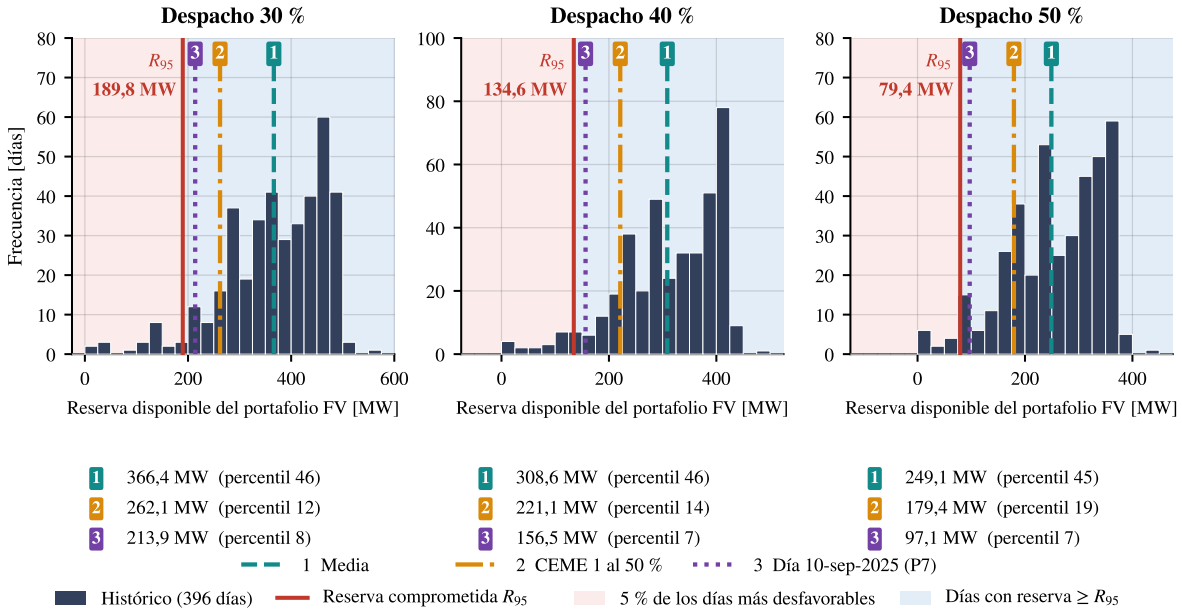


Figura 5.5: Ubicación de las condiciones simuladas en la distribución histórica de reserva agregada.
Fuente: elaboración propia a partir del registro histórico de generación.

En el escenario 1, los límites corresponden a la potencia disponible promedio y no cambian con el despacho. La condición de disponibilidad media, marcada con el número 1, se ubica entre los percentiles 45 y 46, en la zona central de la distribución y lejos de la cola que define R_{95}.

El escenario 2, marcado con el número 2, no proviene del registro. Aplica la reducción sintética de la ecuación (4.14) solo a CEME 1. La reserva fotovoltaica de CEME 1 baja de 208,48 a 104,24 MW en D30, de 174,87 a 87,44 MW en D40 y de 139,52 a 69,76 MW en D50. Esta reducción desplaza la condición hacia la izquierda, hasta los percentiles 12, 14 y 19, respectivamente. El desplazamiento es menor en D50, porque la reducción en MW también es menor. En la Tabla 5.3, el límite de CEME 1 cambia con el despacho, mientras que Usya y Sol del Desierto conservan los valores del escenario 1.

El escenario 3, marcado con el número 3, es la condición más exigente. Corresponde al 10 de septiembre de 2025 a las 13:00 y afecta a las tres plantas a la vez. Esta jornada se ubica en los percentiles 7 y 8, inmediatamente a la derecha de la línea roja. La reserva de esa jornada supera la reserva comprometida en solo 24,1 MW en D30, 21,9 MW en D40 y 17,7 MW en D50.

La Figura 5.6 explica el origen de esta baja disponibilidad.

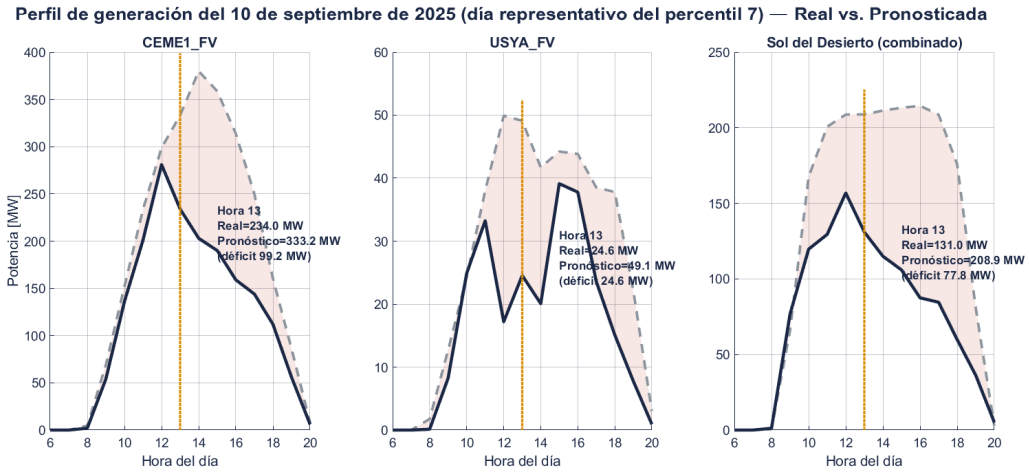


Figura 5.6: Generación real y pronosticada de las tres plantas el 10 de septiembre de 2025.
Fuente: elaboración propia a partir de registros del CEN.

Durante esa jornada, la generación de las tres plantas quedó muy por debajo de su pronóstico, como muestra el área sombreada de la Figura 5.6. Ese día, a las 13:00, CEME 1 generó 234,0 MW frente a 333,2 MW pronosticados, Usya 24,6 MW frente a 49,1 MW y Sol del Desierto 131,0 MW frente a 208,9 MW. El déficit conjunto supera los 200 MW. Estas potencias definen los límites $P_{\text{máx},i}$ del escenario 3. La caída simultánea en las tres plantas confirma que, aunque la correlación de los errores es baja (Sección 5.1.4), existen días en que las desviaciones coinciden. Son precisamente estos días los que determinan el percentil 5 de la reserva agregada.

Finalmente, el caso 1 utiliza los estatismos base de los modelos, que la Tabla 5.4 reúne para las tres plantas. Estos valores no dependen del escenario ni del despacho, y el caso 2 los reemplaza por los estatismos ajustados que se presentan en la siguiente sección.

Tabla 5.4: Estatismos base del caso 1.

Planta	**Estatismo R_i [%]**	**Ganancia D_i**
CEME 1	5,0	20
Usya	2,0	50
Sol del Desierto	8,0	12,5

Fuente: elaboración propia a partir de los modelos implementados en DIgSILENT PowerFactory.

5.2.2 Estatismos ajustados y aporte en el SMIB

La Tabla 5.5 presenta, para las nueve condiciones, la reserva fotovoltaica del portafolio, es decir, la suma de las reservas fotovoltaicas de las tres plantas, las ganancias D_i^* obtenidas con MVMO, con su estatismo equivalente R_i entre paréntesis, y el aporte resultante. El detalle por planta se presenta en el Anexo D.

Tabla 5.5: Estatismos ajustados y aporte a los 10 s en el SMIB.

Escenario	Desp.	Reserva fotovoltaica del portafolio [MW]	D^*_{CEME} (R [%])	D^*_{Usya} (R [%])	D^*_{Sol} (R [%])	$R_{95,\text{agg}}$ [MW]	Aporte a 10 s en el SMIB [MW]
1 – Disp. media	D30	366,4	15,53 (6,4)	18,04 (5,5)	24,82 (4,0)	189,81	189,81
	D40	308,6	12,50 (8,0)	22,95 (4,4)	12,50 (8,0)	134,60	134,53
	D50	249,1	12,50 (8,0)	12,50 (8,0)	12,50 (8,0)	79,38	125,70
2 – Reducción CEME 1	D30	262,1	50,00 (2,0)	20,25 (4,9)	20,00 (5,0)	189,81	189,81
	D40	221,1	12,50 (8,0)	49,50 (2,0)	12,50 (8,0)	134,60	134,60
	D50	179,4	12,50 (8,0)	12,50 (8,0)	12,50 (8,0)	79,38	123,14
3 – Baja disp. (P7)	D30	213,9	18,35 (5,4)	49,00 (2,0)	50,00 (2,0)	189,81	189,58
	D40	156,5	13,71 (7,3)	38,03 (2,6)	13,97 (7,2)	134,60	134,98
	D50	97,1	49,80 (2,0)	49,80 (2,0)	50,00 (2,0)	79,38	97,10

Fuente: elaboración propia a partir de Python y DIgSILENT PowerFactory.

La Figura 5.7 compara, para cada condición, la reserva fotovoltaica del portafolio, la reserva comprometida $R_{95,\text{agg}}$ y el aporte efectivo a los 10 s que entrega la coordinación.

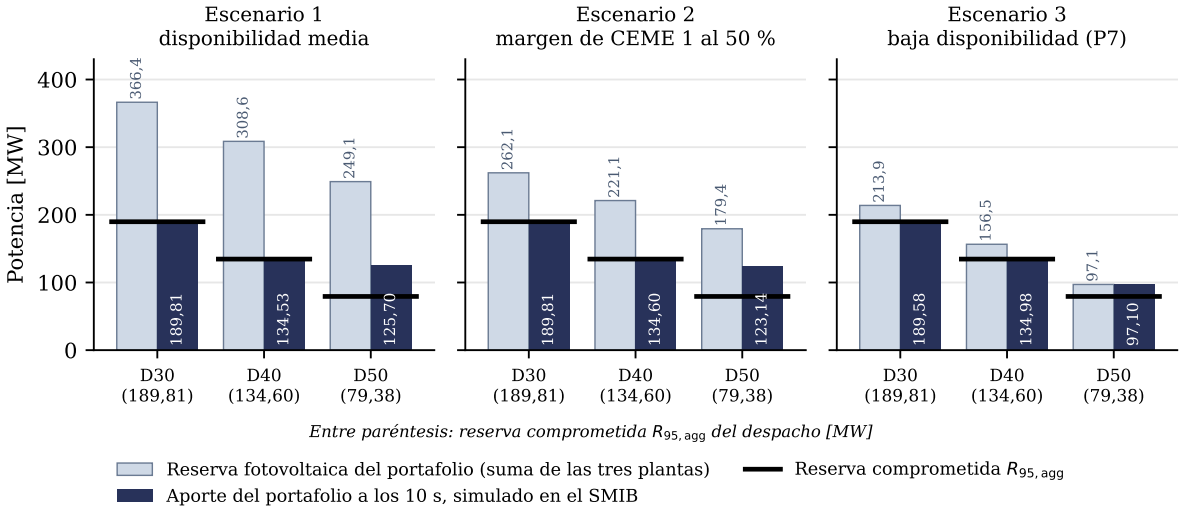


Figura 5.7: Reserva fotovoltaica del portafolio, reserva comprometida $R_{95,\text{agg}}$ y aporte a los 10 s simulado en el SMIB.

Fuente: elaboración propia a partir de Python y DIgSILENT PowerFactory.

Esta comparación permite distinguir tres comportamientos. En cada uno, lo decisivo es la relación entre la barra azul, que representa el aporte del portafolio, y la línea negra, que marca la reserva comprometida. Estos comportamientos son los siguientes:

- **Aporte ajustado a la reserva comprometida (D30 y D40).** En las seis condiciones de estos despachos, la barra azul llega justo a la línea negra. La mayor desviación ocurre en el escenario 3, con −0,23 MW en D30 y +0,38 MW en D40, es decir, menos del 0,3 % de la reserva comprometida, mientras que en el escenario 1 D40 la desviación es de solo −0,07 MW. Sin embargo, los estatismos que logran este ajuste cambian de un escenario a otro. En el escenario 1 D30, las tres plantas reciben estatismos intermedios, entre 4,0 y 6,4 %. En el escenario 2 D30, en cambio, la reserva fotovoltaica de CEME 1 se reduce a la mitad, por lo que MVMO lleva a esa planta al estatismo mínimo de 2,0 % y aumenta la participación de Usya y Sol del Desierto. Esto ocurre porque la función objetivo fija el aporte total del portafolio, pero no su reparto entre plantas. Por ello, los estatismos obtenidos no son valores únicos, sino una solución válida para cada condición.

- **Aporte limitado por la norma (D50, escenarios 1 y 2).** Las tres plantas alcanzan el estatismo máximo de 8,0 %, y aun así su aporte, de 125,70 y 123,14 MW, supera los 79,38 MW comprometidos, de modo que la barra azul sobrepasa la línea negra. Esta diferencia no indica una sintonización deficiente. Con estatismos mayores, el aporte podría bajar hasta la reserva comprometida, pero el rango de 2 a 8 % que admite la NTSyCS no permite reducir más la sensibilidad de las plantas.

- **Aporte limitado por el recurso (D50, escenario 3).** Este comportamiento es opuesto al anterior. Los estatismos se desplazan al mínimo de 2,0 %, es decir, a la máxima sensibilidad, y el aporte de 97,10 MW coincide con la reserva fotovoltaica agregada, por lo que ambas barras tienen la misma altura. El portafolio entrega, por tanto, toda su reserva fotovoltaica y opera en su límite físico. El aporte supera la reserva comprometida en 17,72 MW solo porque la reserva fotovoltaica de esa jornada también la supera.

En las nueve condiciones, la reserva fotovoltaica del portafolio supera a $R_{95,\mathrm{agg}}$. Sin embargo, la holgura entre ambas se reduce desde 176,6 MW en el escenario 1 D30 hasta 17,7 MW en el escenario 3 D50. En síntesis, el algoritmo MVMO reproduce en el SMIB la reserva comprometida cuando el rango normativo de estatismos y la reserva fotovoltaica lo permiten, mientras que en D50 la respuesta queda limitada por la norma o por el recurso. Con estos resultados, los estatismos de la Tabla 5.5 configuran el caso 2 que se evalúa en el SEN en la sección siguiente.

5.3 Desempeño dinámico del portafolio en el SEN

Esta sección traslada al modelo completo del SEN las ganancias de estatismo D_r obtenidas en el SMIB y evalúa su efecto en las dos contingencias de generación. En cada una se comparan el caso 1, con los estatismos base, y el caso 2, con los estatismos ajustados, en los escenarios 1 a 3 y en los tres despachos, lo que suma 36 simulaciones. Como las ganancias del caso 2 se sintonizaron con la trayectoria de San Isidro II, su aplicación a MAPA TG8 evalúa además la transferencia de la sintonización a una perturbación distinta. Como el SMIB y el SEN emplean implementaciones distintas de los bloques WECC (Sección 4.3.3), estas simulaciones no suponen que el aporte obtenido en el SMIB se repita en el SEN, sino que evalúan directamente la respuesta que producen las ganancias transferidas en el modelo del Coordinador.

El análisis sigue el orden en que ocurre la respuesta. Primero se presenta la línea base sin participación fotovoltaica y, luego, la frecuencia, la relación entre el aporte y la reserva comprometida, el aporte de cada planta, la interacción con la generación síncrona y la evolución del aporte entre los 10 y los 60 s. Los indicadores completos de cada simulación se reúnen en el Anexo E.

5.3.1 Línea base sin participación fotovoltaica

En el escenario 0, las plantas operan con FrqFlag = 0, por lo que la respuesta primaria proviene solo de la generación síncrona. La Tabla 5.6 reúne los indicadores de esta línea base para ambas contingencias.

Tabla 5.6: Indicadores de la línea base sin participación fotovoltaica (escenario 0).

Indicador	San Isidro II	MAPA TG8
Nadir [Hz]	48,8997	49,5195
RoCoF inicial [Hz/s]	−0,3262	−0,1476
Aporte síncrono a los 10 s [MW]	257,84	101,38
Frecuencia a los 60 s [Hz]	49,33	49,74

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En la desconexión de San Isidro II, la frecuencia sigue la trayectoria de la Figura 4.2 y alcanza el nadir a los 8,38 s del evento, 0,3 mHz bajo el primer escalón del EDAC. Sin aporte fotovoltaico, por tanto, el sistema llega al umbral de desprendimiento de carga, como anticipa el déficit de CPF de este caso (Sección 4.8.3). La desconexión de MAPA TG8, en cambio, es una perturbación menor, que no compromete el EDAC, pero permite observar al portafolio frente a una desviación de frecuencia moderada. Ambas líneas base son la referencia de todas las comparaciones siguientes.

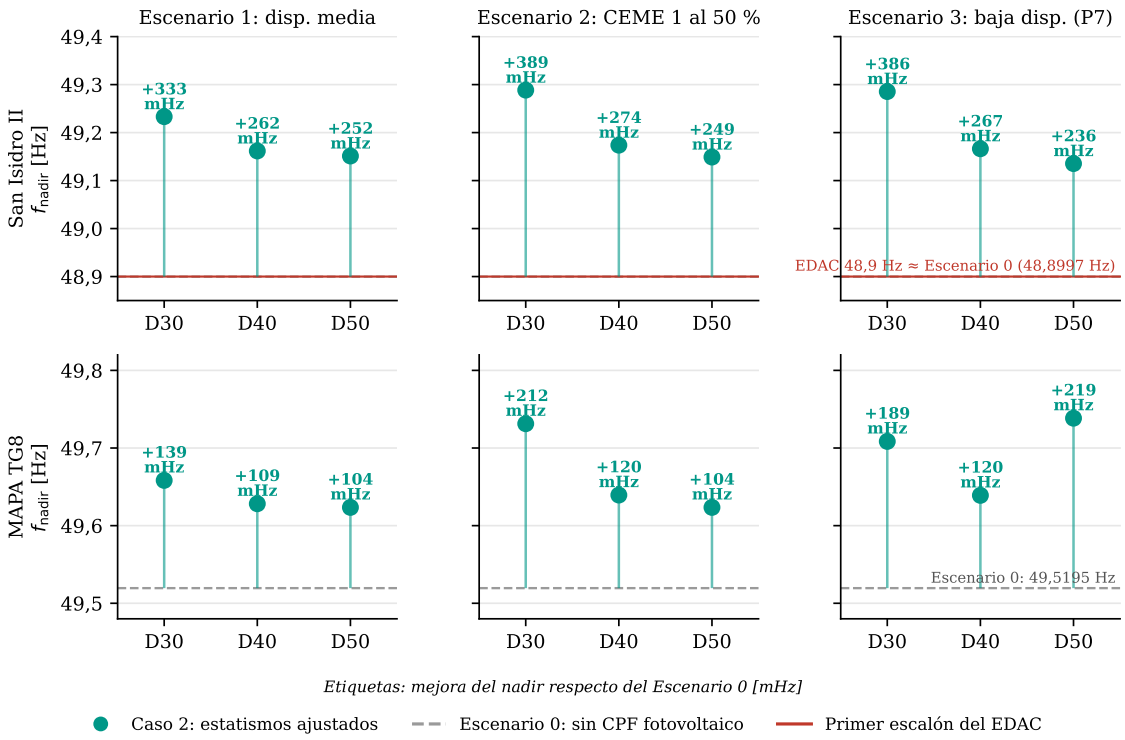


Figura 5.8: Nadir del caso 2 frente al escenario 0.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

5.3.2 Respuesta de frecuencia

La Figura 5.8 compara el nadir obtenido en el caso 2 con el del escenario 0, en que las plantas no participan en el CPF. En ella, cada punto es el nadir de una condición, la línea discontinua corresponde al escenario 0 y la etiqueta indica la mejora en mHz, mientras que cada columna representa un escenario y cada fila, una contingencia.

La figura permite extraer tres observaciones, que se detallan a continuación:

- **El nadir mejora en las 18 condiciones.** En la desconexión de San Isidro II, el sistema pasa de quedar en el umbral de desprendimiento de carga a tener un margen de al menos 236 mHz sobre él, mientras que en MAPA TG8, donde el EDAC no está comprometido, la mejora es menor.

- **La mejora disminuye al aumentar el despacho.** En San Isidro II, la mejora es mayor en D30 y menor en D50, en coherencia con el aporte que cada despacho permite al portafolio, que se analiza en la Sección 5.3.3. En MAPA TG8, en cambio, la mayor mejora se obtiene en el escenario 3 D50, cuya causa se explica en la Sección 5.3.4.

- **El RoCoF inicial no cambia, pero el nadir llega antes.** El RoCoF queda entre −0,3252 y −0,3022 Hz/s en San Isidro II y entre −0,1440 y −0,1362 Hz/s en MAPA TG8, prácticamente igual que en el escenario 0. Según la ecuación (2.2), este

indicador depende del desbalance y de la inercia, y el portafolio no aporta inercia; además, su control actúa con un retardo, por lo que su efecto aparece después de los primeros instantes. Ese efecto sí se refleja en el nadir, que en San Isidro II se alcanza entre 6,11 y 8,11 s después del evento, frente a 8,38 s en el escenario 0, y en la frecuencia a los 60 s, que sube a valores entre 49,5103 y 49,6021 Hz.

5.3.3 Correspondencia entre el aporte dinámico y la reserva comprometida

La sección anterior mostró que el portafolio mejora la respuesta de frecuencia. Sin embargo, la pregunta central de la coordinación es otra, y consiste en saber si el portafolio entrega, durante la contingencia, la reserva que comprometió a partir del registro histórico. Para responderla, la Figura 5.9 compara el aporte fotovoltaico a los 10 s con la reserva comprometida $R_{95,\mathrm{agg}}$ de cada despacho, representada por la línea horizontal. Dentro de cada barra se indica la cobertura C_{10} de la ecuación (4.24), de modo que un valor de 100 % significa que el portafolio entrega exactamente la reserva comprometida, mientras que los rombos indican el aporte a los 60 s.

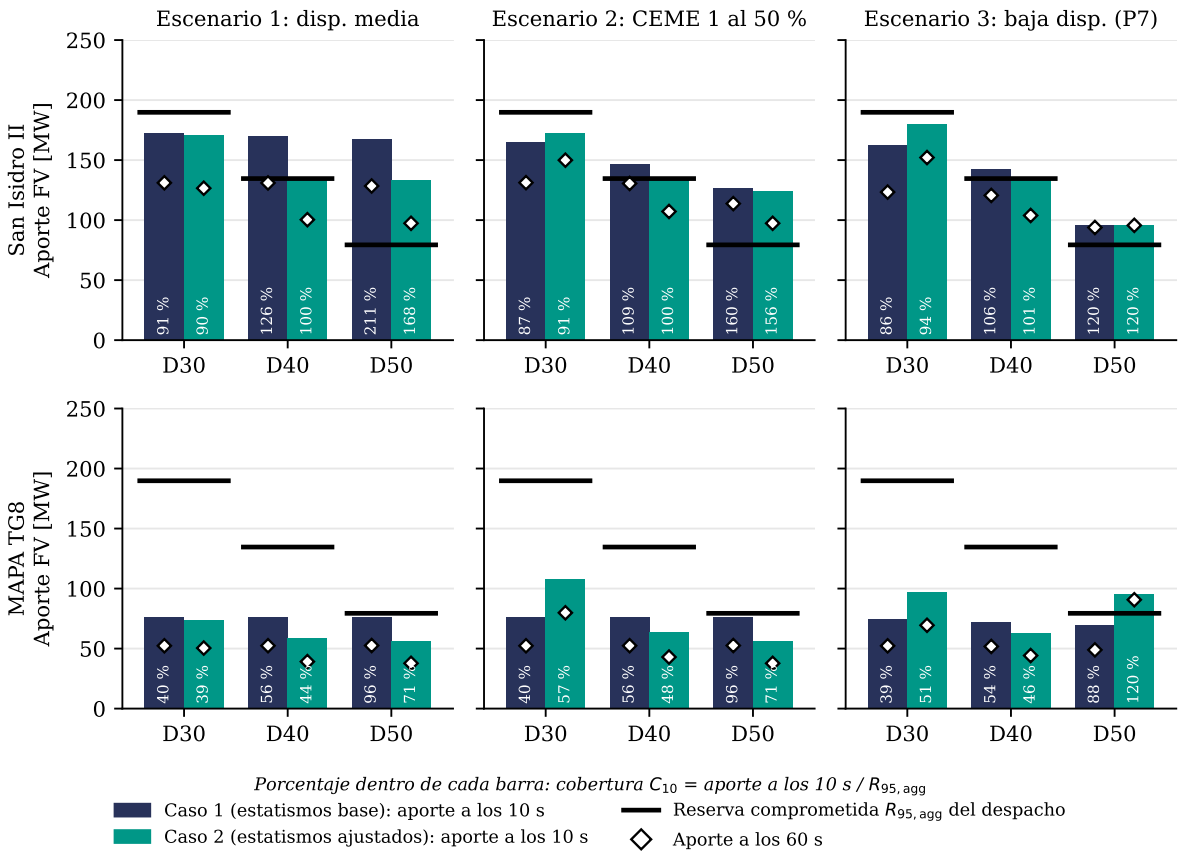


Figura 5.9: Aporte fotovoltaico a los 10 y 60 s frente a $R_{95,\mathrm{agg}}$.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En la desconexión de San Isidro II, que es la contingencia con la que se sintonizaron las ganancias, la correspondencia depende del despacho. Cada uno revela un comportamiento distinto, como se describe a continuación:

- **D30, aporte limitado por la propia respuesta del sistema.** Ningún caso alcanza los 189,81 MW comprometidos, con coberturas de 85,7 a 94,5 %, aunque el caso 2 mejora la cobertura en los escenarios 2 y 3, de 87,0 a 90,9 % y de 85,7 a 94,5 %. Este déficit no se debe a falta de recurso, ya que la reserva fotovoltaica supera los 213 MW en todos los escenarios, sino a la diferencia entre el lazo abierto del SMIB y el lazo cerrado del SEN (Sección 4.3.4). En el SEN, el propio aporte fotovoltaico eleva la frecuencia y reduce la desviación, con lo que disminuye la potencia que solicita cada estatismo. Como esta autolimitación crece con la reserva comprometida, su efecto es mayor precisamente en D30.
- **D40, aporte ajustado a la reserva comprometida.** El caso 2 reproduce la reserva comprometida, con coberturas de 99,9, 99,8 y 100,9 % en los escenarios 1, 2 y 3, mientras que el caso 1 la excede entre 5,6 y 26,1 %. Este es el resultado más preciso de la coordinación, porque se mantiene incluso con la reserva fotovoltaica de CEME 1 reducida y con la disponibilidad del percentil 7.
- **D50, aporte por sobre la reserva comprometida.** Ambos casos superan los 79,38 MW comprometidos, es decir, el portafolio entrega más potencia de la que comprometió.

El excedente de D50 merece un análisis propio, porque indica cuánta potencia inyecta el portafolio más allá de lo comprometido. Con este fin, la Figura 5.10 separa el aporte del escenario 1 en dos partes, la que cubre la reserva comprometida y la que la excede.

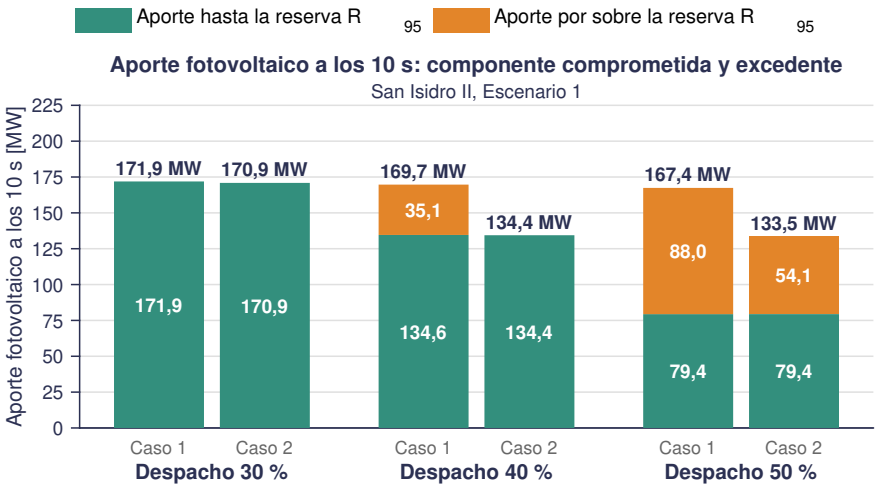


Figura 5.10: Componente comprometida y excedente del aporte fotovoltaico a los 10 s, escenario 1, San Isidro II.

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

La figura permite entender el origen del excedente. Con los estatismos base del caso 1, el aporte a los 10 s casi no cambia entre despachos, ya que pasa de 171,9 a 169,7 y 167,4 MW en D30, D40 y D50. Esto ocurre porque el aporte de cada planta depende de la desviación de frecuencia y de su estatismo, y no de la reserva que el portafolio comprometió. La reserva comprometida, en cambio, disminuye a medida que aumenta el despacho, desde 189,81 hasta 79,38 MW. Por lo tanto, un aporte casi constante frente a una reserva cada vez menor produce un excedente que aumenta con el despacho, nulo en D30, de 35,1 MW en D40 y de 88,0 MW en D50.

Los estatismos ajustados del caso 2 corrigen este efecto, porque reducen la ganancia de las plantas cuando la reserva comprometida es menor. En D40, el aporte baja a 134,4 MW y el excedente desaparece. En D50, el aporte baja a 133,5 MW y el excedente se reduce a 54,1 MW, pero no puede eliminarse, porque los estatismos ya se encuentran en el máximo de 8,0 %, igual que en el SMIB. En este despacho, por tanto, el límite lo impone la norma y no la coordinación. Algo similar ocurre en el escenario 3 D50, donde ambos casos entregan 95,68 MW, el 120,5 % de la reserva comprometida, aunque en este caso el límite lo impone el recurso, ya que el aporte coincide con la reserva fotovoltaica. En ambos casos, el excedente es una inyección real de potencia más allá de la reserva de referencia, cuya valorización depende del mecanismo de remuneración de los SSCC y queda fuera del alcance de esta memoria.

Por otro lado, la desconexión de la unidad térmica MAPA TG8 permite observar qué ocurre cuando las ganancias se aplican a una perturbación distinta de la de sintonización. En esta contingencia, las coberturas son menores, de 38,7 a 56,8 % en D30 y de 43,5 a 56,5 % en D40, y solo en D50 se acercan a la reserva comprometida o la superan, con un máximo de 120,5 % en el escenario 3. Este resultado no indica insuficiencia de reserva, porque una perturbación menor produce una desviación de frecuencia menor y, con ella, un aporte menor.

En síntesis, la coordinación reproduce la reserva comprometida cuando la contingencia coincide con la de sintonización y el despacho es intermedio, mientras que en los demás casos el aporte queda determinado por la realimentación de frecuencia, por el rango normativo de estatismos, por el recurso o por la magnitud de la perturbación. Por esta razón, $R_{95,\mathrm{agg}}$ debe entenderse como una referencia de disponibilidad y no como una consigna que deba reproducirse en cualquier contingencia.

5.3.4 Aporte por planta y uso de la reserva fotovoltaica

La Tabla 5.7 presenta la utilización de la reserva fotovoltaica de cada planta en el caso 2, calculada como el aporte efectivo a los 10 s dividido por su reserva fotovoltaica, de modo que un valor de 100 % indica que la planta entregó toda su reserva.

Tabla 5.7: Utilización de la reserva fotovoltaica por planta a los 10 s en el caso 2 [%].

Esc.	Desp.	San Isidro II			MAPA TG8		
		CEME 1	Usya	Sol	CEME 1	Usya	Sol
1	D30	41,8	51,7	54,7	18,0	20,4	23,6
	D40	43,2	87,1	35,4	19,3	35,5	15,7
	D50	54,8	75,3	44,5	24,7	28,3	19,5
2	D30	100,0	54,6	42,4	83,7	15,1	13,6
	D40	89,1	100,0	36,2	37,3	67,9	15,2
	D50	99,4	78,0	45,9	49,4	28,3	19,5
3	D30	75,0	99,8	100,0	27,6	89,7	70,9
	D40	89,8	99,8	88,1	37,5	99,9	36,9
	D50	100,0	99,7	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario 1 y la desconexión de San Isidro II, ninguna planta agota su reserva fotovoltaica, ya que la mayor utilización es de 87,1 %, en Usya D40, de modo que la respuesta la determinan los estatismos y no el recurso. Las Figuras 5.11 y 5.12 muestran qué ocurre cuando el recurso se restringe. En cada barra, el tramo azul es la potencia inicial, el naranjo el aporte a los 10 s y el celeste la reserva sin usar, mientras que la línea roja marca $P_{máx}$ y el porcentaje indica la fracción de reserva utilizada. La primera corresponde al escenario 2, en el que se reduce la reserva fotovoltaica de CEME 1.

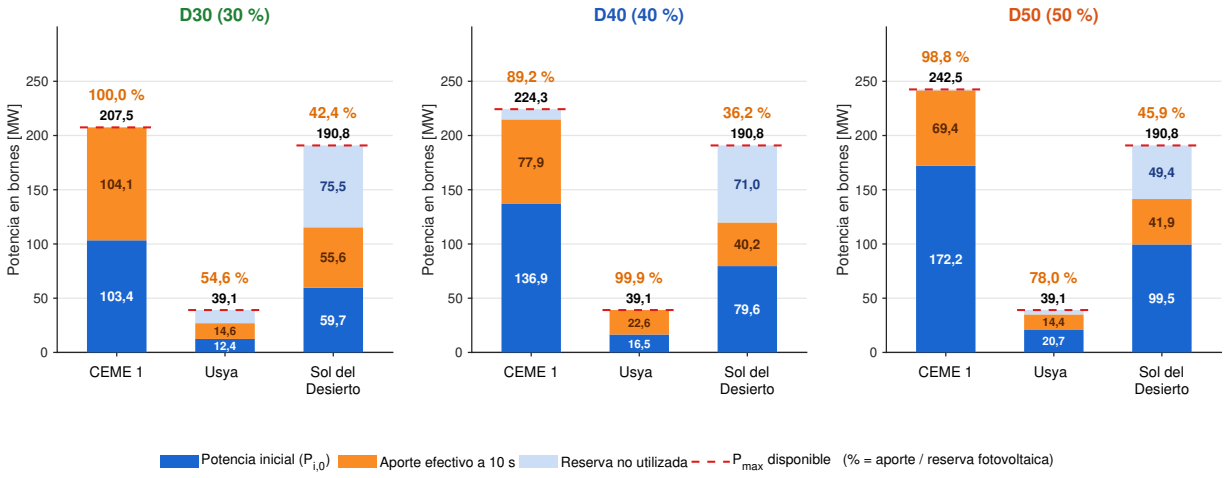


Figura 5.11: Uso de la reserva fotovoltaica por planta a los 10 s, escenario 2, caso 2, San Isidro II.

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En este escenario, CEME 1 utiliza entre 89,1 y 100 % de su reserva fotovoltaica reducida, mientras que Sol del Desierto conserva más de la mitad de la suya. Este resultado se explica por las ganancias fijas de la Tabla 5.5, ya que, frente a la misma desviación de frecuencia, CEME 1 llega a su límite reducido, mientras que Usya y Sol del Desierto aportan según sus propias ganancias. El escenario 3, en cambio, representa una baja disponibilidad histórica en todas las plantas y restringe el recurso aún más, como muestra la Figura 5.12.

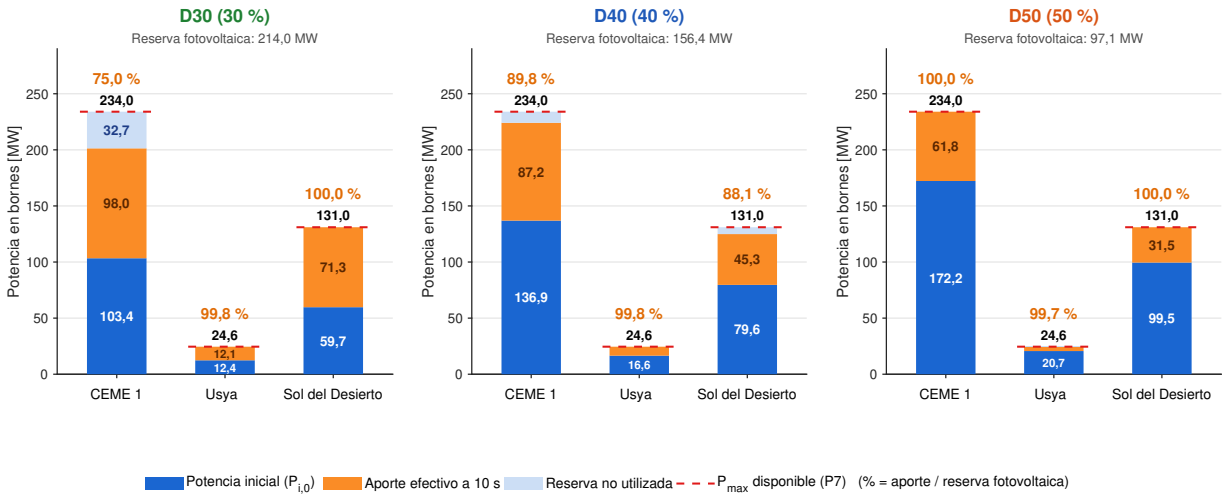


Figura 5.12: Uso de la reserva fotovoltaica por planta a los 10 s, escenario 3, caso 2, San Isidro II.

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En este caso, todas las plantas operan cerca de su límite y, en D50, las tres se saturan simultáneamente. En ese punto, otro estatismo no cambiaría el aporte, porque ninguna planta tiene reserva fotovoltaica adicional, y la respuesta del portafolio queda determinada por el recurso disponible.

En la desconexión de San Isidro II, que corresponde a la contingencia de sintonización, el recurso llega a limitar el aporte. La desconexión de MAPA TG8, en cambio, muestra la situación opuesta. Esta unidad desconecta 166 MW, menos de la mitad de los 397 MW de San Isidro II, y en el escenario 0 lleva la frecuencia a un nadir de 49,52 Hz, frente a los 48,90 Hz de San Isidro II (Tabla 5.6). Como el aporte de cada planta es proporcional a la desviación de frecuencia que supera la banda muerta, una desviación cercana a la mitad solicita también cerca de la mitad de la potencia. Por esta razón, la utilización de la reserva fotovoltaica no supera el 35,5 % en el escenario 1 y queda bajo el 50 % en la mayoría de las condiciones del escenario 2 (Tabla 5.7). La excepción es el escenario 3, donde la reserva fotovoltaica es tan baja que Usya opera cerca de su límite en D30 y D40, y las tres plantas se saturan en D50 incluso con esta perturbación menor. En el resto de las condiciones, por tanto, el recurso deja de ser una restricción y el reparto del aporte entre las plantas pasa a depender solo de sus estatismos. Para observar este reparto, la Figura 5.13 presenta el aporte por planta en el escenario 1.

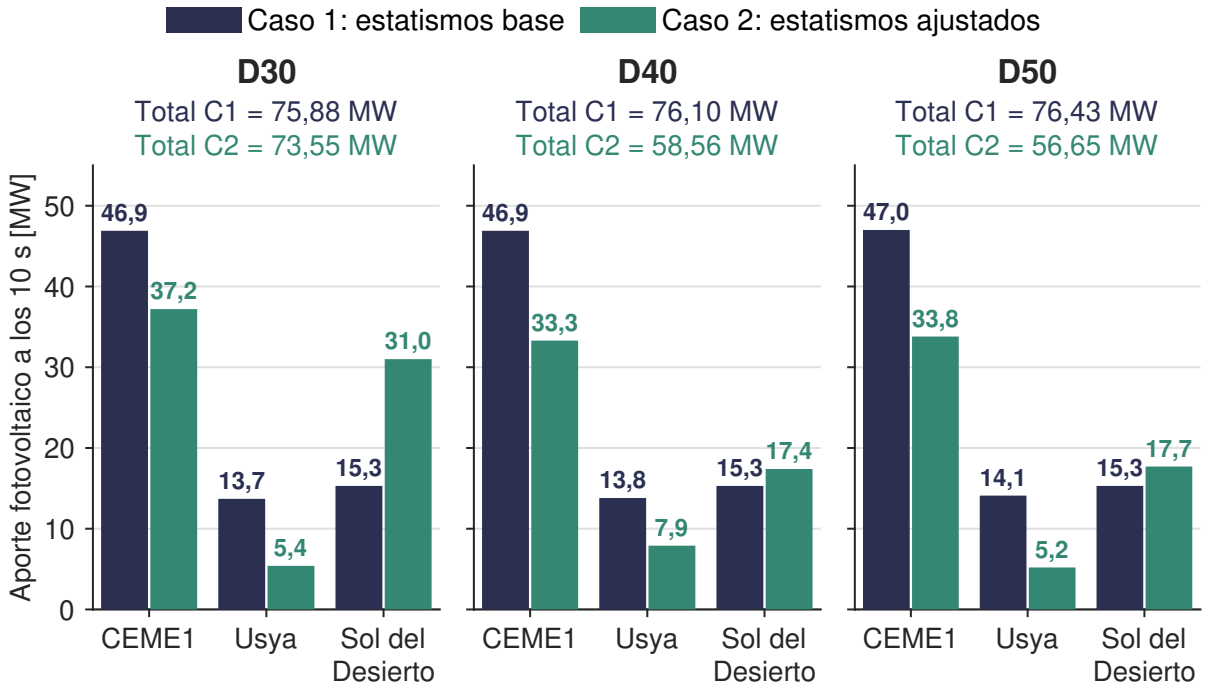


Figura 5.13: Aporte por planta a los 10 s, MAPA TG8, escenario 1.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Con los estatismos base del caso 1, el aporte de cada planta es prácticamente igual en los tres despachos, con cerca de 47 MW en CEME 1, 14 MW en Usya y 15 MW en Sol del Desierto. Este resultado confirma lo observado en la Sección 5.3.3, ya que, si ninguna planta llega a su límite, el aporte depende solo del estatismo y de la desviación de frecuencia, y no del despacho. Con los estatismos ajustados del caso 2, en cambio, las ganancias cambian con el despacho y, con ellas, el reparto entre plantas. En D30, el aporte de cada planta varía en la misma proporción que su ganancia (Tabla 5.5). Así, Sol del Desierto duplica su ganancia, de 12,5 a 24,82, y también su aporte, de 15,3 a 31,0 MW, mientras que Usya reduce su ganancia de 50 a 18,04 y su aporte cae de 13,7 a 5,4 MW. Como estos cambios se compensan, el total casi no varía, con 75,88 MW en el caso 1 y 73,55 MW en el caso 2, de modo que en este despacho la coordinación redistribuye el aporte más que reducirlo. En D40 y D50, en cambio, CEME 1 y Usya operan con estatismos mayores y el total baja a 58,56 y 56,65 MW. Sol del Desierto, que mantiene su estatismo de 8,0 %, aumenta levemente su aporte, a 17,4 y 17,7 MW, porque el menor aporte de las otras plantas deja una desviación de frecuencia algo mayor.

5.3.5 Interacción con la generación síncrona

El aporte fotovoltaico no actúa aislado, ya que la generación síncrona responde a la misma desviación de frecuencia. La Figura 5.14 presenta la composición del aporte primario total a los 10 s entre ambas tecnologías. En cada despacho, la barra izquierda corresponde al caso 1 y la derecha al caso 2, y los porcentajes indican la fracción fotovoltaica.

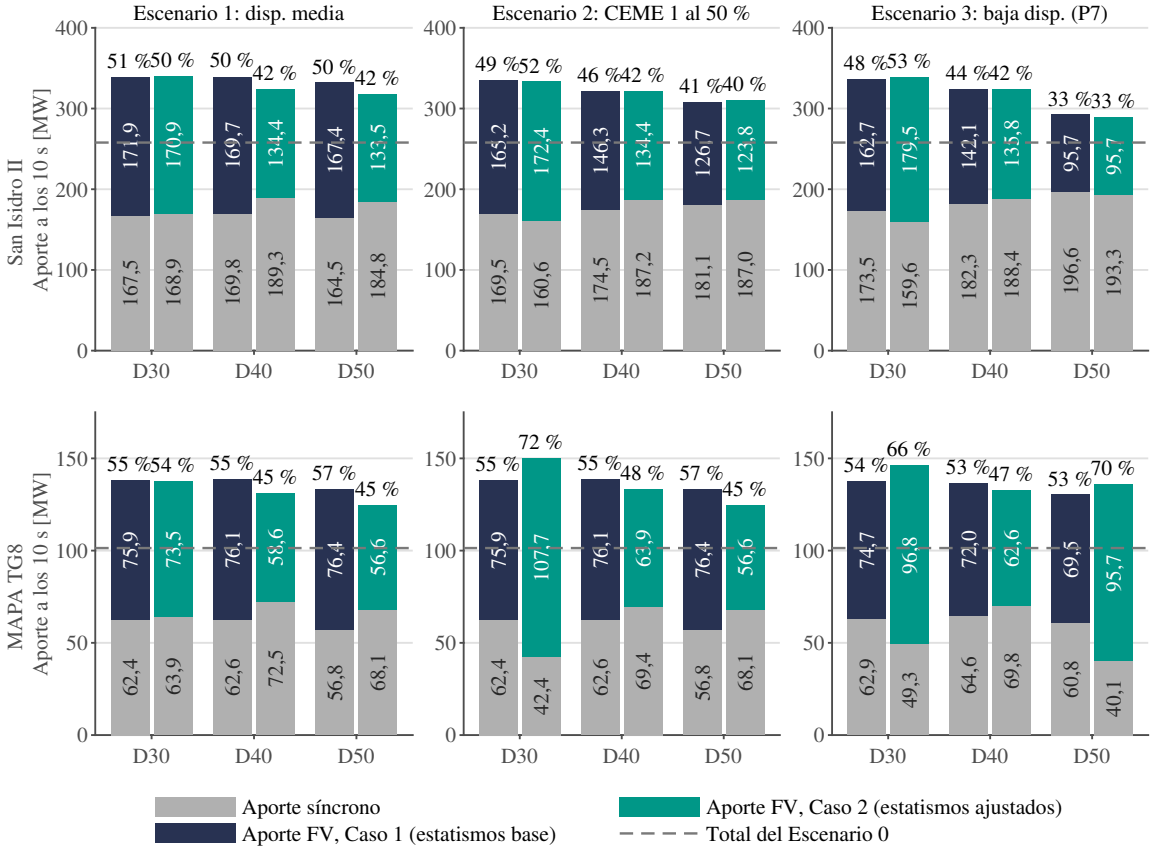


Figura 5.14: Composición del aporte primario a los 10 s.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

El aporte primario total supera a la línea base en los 36 casos. En la desconexión de San Isidro II, el total a los 10 s pasa de los 257,84 MW del escenario 0 a valores entre 288,99 y 339,80 MW, con una fracción fotovoltaica entre 33 y 53 %. La generación síncrona, sin embargo, no desaparece, ya que su aporte se mantiene entre 159,56 y 196,60 MW. Ambas tecnologías aportan simultáneamente, cada una según su propia respuesta a la desviación de frecuencia, de modo que, cuando el portafolio aporta menos, como en el escenario 3 D50, la desviación aumenta y la generación síncrona compensa parte de la diferencia. En la desconexión de MAPA TG8, la fracción fotovoltaica alcanza su máximo, de 72 %, en el escenario 2 D30. Los resultados evidencian, por tanto, complementariedad entre tecnologías y no sustitución.

5.3.6 Evolución del aporte entre 10 y 60 s

Las secciones anteriores evaluaron el aporte a los 10 s, que corresponde al instante en que el sistema más necesita la reserva. Sin embargo, el CPF no termina en ese instante, ya que las plantas siguen respondiendo mientras la frecuencia se recupera y se estabiliza. Para mostrar este comportamiento, la Figura 5.15 compara el aporte a los 10 y a los 60 s en el escenario 1 y la desconexión de San Isidro II. Este escenario se elige porque ninguna planta llega a su límite, de modo que la variación del aporte refleja solo la acción del control y no una restricción del recurso.

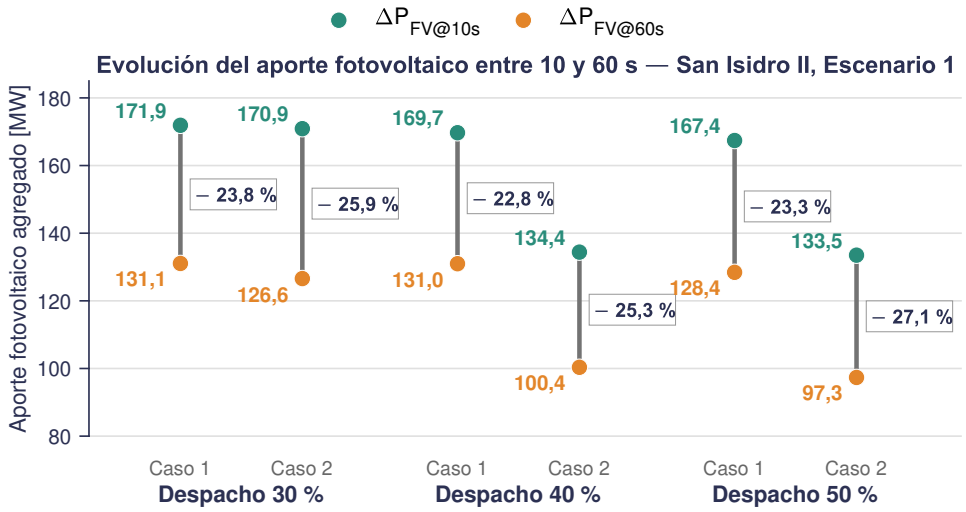


Figura 5.15: Evolución del aporte fotovoltaico entre los 10 y los 60 s, escenario 1, San Isidro II. Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En los seis casos, el aporte a los 60 s es entre 22,8 y 27,1 % menor que a los 10 s. Esta reducción es natural y no indica que el portafolio pierda reserva. Como cada planta responde con un estatismo fijo, la potencia que inyecta es proporcional a la desviación de frecuencia. Después del nadir, la acción conjunta de las unidades síncronas y de las plantas fotovoltaicas recupera la frecuencia, y la desviación se reduce hasta valores entre 0,40 y 0,49 Hz a los 60 s. Con una desviación menor, el estatismo solicita menos potencia, y la diferencia permanece disponible como reserva fotovoltaica. El portafolio, por tanto, entrega su mayor aporte cuando la frecuencia está más lejos de su valor nominal y lo reduce a medida que el sistema se estabiliza, que es precisamente el comportamiento que se espera de un control primario. Los rombos de la Figura 5.9 confirman esta tendencia en los demás escenarios, y el Anexo E presenta el aporte a los 60 s de las 36 simulaciones.

La única condición en la que el aporte casi no cambia es el escenario 3 D50, donde pasa de 95,68 a 95,66 MW en San Isidro II y de 95,65 a 90,68 MW en MAPA TG8. En este caso, las plantas operan en su límite de potencia, por lo que, aunque la desviación disminuye, sigue siendo suficiente para mantenerlas saturadas.

5.4 Sustitución parcial de la respuesta primaria convencional

La Sección 5.3.5 mostró que, con todos los reguladores convencionales habilitados, el portafolio y la generación síncrona se complementan. El escenario 4 plantea una pregunta distinta, que es si el portafolio puede asumir parte de la respuesta primaria cuando se retira regulación convencional. Para responderla, el ensayo deshabilita los reguladores de velocidad de unidades térmicas e hidráulicas seleccionadas, que permanecen sincronizadas, con su despacho y su inercia. Por tanto, el ensayo retira respuesta primaria de potencia activa, pero no inercia, y no representa el retiro físico de las centrales.

En todos los casos, el portafolio opera con las ganancias ajustadas del caso 2, determinadas fuera de línea y fijas durante la simulación. Cada resultado se compara con dos referencias, el escenario 0, sin participación fotovoltaica, y el escenario 1 con el mismo despacho, que mantiene habilitada toda la regulación convencional.

5.4.1 Configuraciones evaluadas

La Tabla 5.8 resume las configuraciones evaluadas en cada contingencia.

Tabla 5.8: Configuraciones del escenario 4.

Contingencia	Desp.	Configuración	Reguladores deshabilitados
San Isidro II	D30	Sustitución	Cochrane U1 y U2.
MAPA TG8	D50	Sustitución parcial	Angamos U1; Cochrane U1 y U2; Mejillones CTM3-TG; El Toro U3.
		Sustitución extrema	Los anteriores, más El Toro U1, U2 y U4.

Fuente: elaboración propia.

Estas configuraciones se eligieron con criterios distintos en cada contingencia:

- **San Isidro II.** El despacho evaluado es D30, el de mayor reserva estadística. En el escenario 1, el portafolio entregaba en ese despacho el 90,0 % de la reserva comprometida sin agotar la reserva fotovoltaica de ninguna planta, lo que permite observar si una mayor desviación de frecuencia aumenta el aporte fotovoltaico antes de que las plantas lleguen a su límite.
- **MAPA TG8.** El despacho evaluado es D50, con dos niveles de sustitución, para observar el efecto de retirar cada vez más regulación convencional.

En la desconexión de San Isidro II, el ensayo deshabilita los reguladores de Cochrane U1 y U2, cuyos datos presenta la Tabla 5.9.

Tabla 5.9: Unidades cuyos reguladores se deshabilitan en la desconexión de San Isidro II.

Parámetro	Cochrane U1	Cochrane U2
Tecnología	Carbón	Carbón
Inercia [GVA·s]	1,27	1,27
Potencia máxima dinámica [MW]	274	274
Reserva en giro [MW]	209	209
Aporte a los 10 s en el escenario 1, D30 [MW]	25,17	26,60

Fuente: elaboración propia a partir del modelo en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario 1, ambas unidades aportaban en conjunto 51,77 MW a los 10 s, que corresponden a la respuesta primaria retirada y no a toda su reserva en giro ni a una potencia que el portafolio deba reponer exactamente. Con esta referencia, la comparación es directa, ya que el portafolio pasa de 170,90 a 192,96 MW a los 10 s, es decir, agrega 0,43 MW por cada MW de respuesta térmica retirada, mientras que el resto lo cubren las demás unidades síncronas con una desviación de frecuencia mayor.

5.4.2 Respuesta de frecuencia

La Figura 5.16 compara la frecuencia del SEN en la desconexión de San Isidro II para los escenarios 0, 1 y 4.

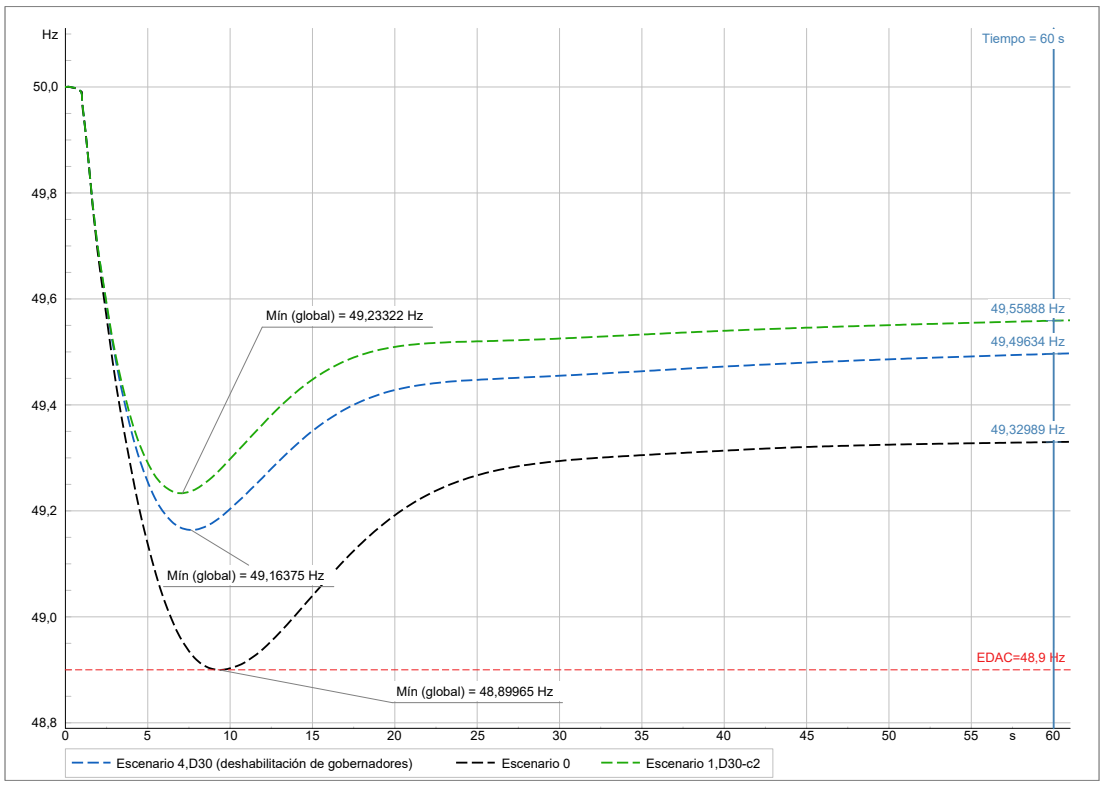


Figura 5.16: Frecuencia del SEN en la desconexión de San Isidro II, D30, escenarios 0, 1 y 4.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

El retiro de la regulación de Cochrane U1 y U2 baja el nadir de 49,2332 a 49,1637 Hz, es decir, 69,5 mHz respecto del escenario 1. Aun así, el nadir queda 264,0 mHz sobre el del escenario 0 y 263,7 mHz sobre el umbral del EDAC. El RoCoF inicial no cambia (−0,3255 Hz/s), porque las unidades conservan su inercia, y la recuperación es algo más lenta, ya que la frecuencia llega a 49,4963 Hz a los 60 s, frente a 49,5596 Hz en el escenario 1.

La Figura 5.17 presenta la misma comparación en la desconexión de MAPA TG8, con los dos niveles de sustitución.

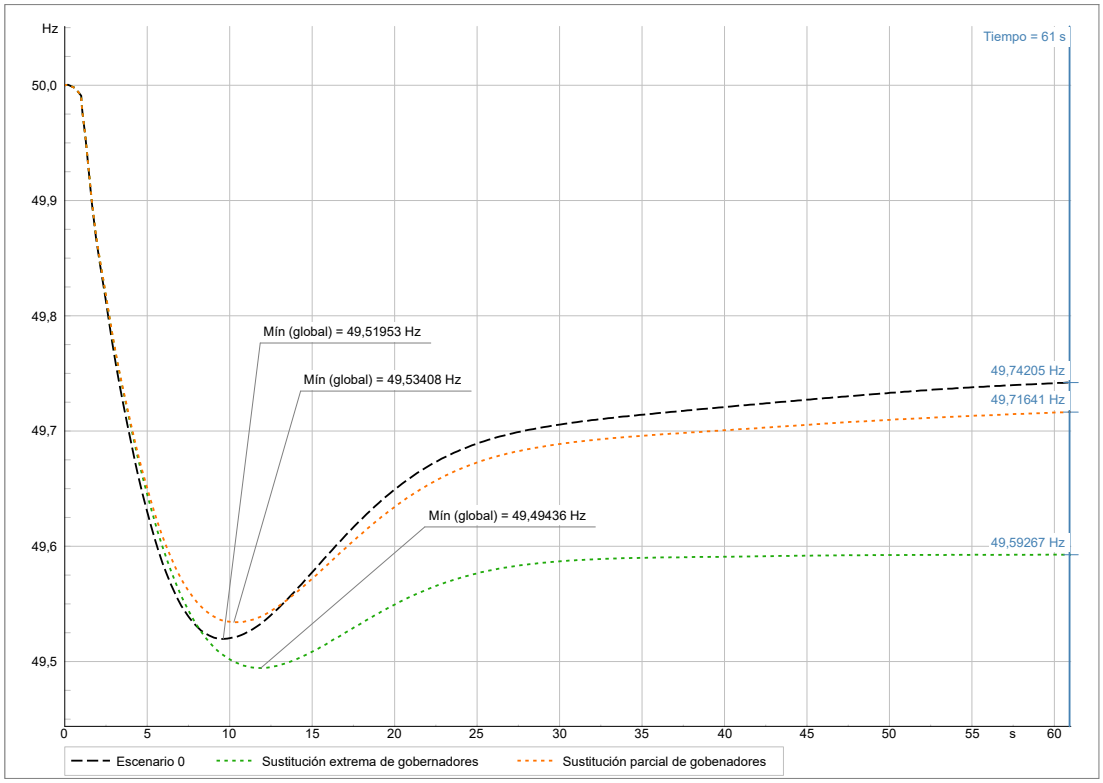


Figura 5.17: Frecuencia del SEN en la desconexión de MAPA TG8, D50, escenario 0 y sustituciones parcial y extrema.

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

La sustitución parcial obtiene un nadir de 49,5341 Hz, 14,55 mHz sobre el escenario 0, aunque la frecuencia a los 60 s es 0,03 Hz menor. En la sustitución extrema, en cambio, el nadir cae a 49,4944 Hz, 25,17 mHz bajo el escenario 0, y la frecuencia a los 60 s llega a 49,59 Hz. Las tres configuraciones permanecen muy por encima de 48,9 Hz, de modo que la sustitución parcial conserva un desempeño de frecuencia comparable al convencional, mientras que la extrema muestra el límite de esta compensación.

5.4.3 Composición del aporte y cobertura de la reserva comprometida

La Figura 5.18 muestra cómo cambia la composición del aporte primario a los 10 s al retirar regulación convencional, y la Tabla 5.10 reúne los indicadores de ambas contingencias.

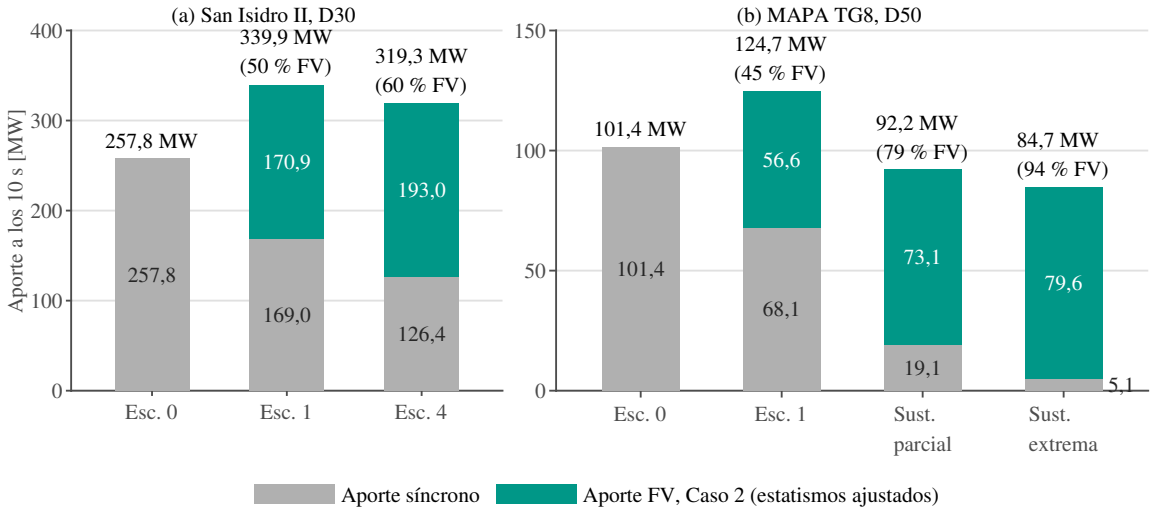


Figura 5.18: Composición del aporte primario a los 10 s en el escenario 4. Sobre cada barra se indican el aporte total y la fracción fotovoltaica.
Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla 5.10: Indicadores del escenario 4 frente a sus referencias.

	San Isidro II, D30			MAPA TG8, D50			
Indicador	**Esc. 0**	**Esc. 1**	**Esc. 4**	**Esc. 0**	**Esc. 1**	**Parcial**	**Extrema**
Nadir [Hz]	48,8997	49,2332	49,1637	49,5195	49,6235	49,5341	49,4944
Frecuencia a 60 s [Hz]	49,33	49,56	49,50	49,74	49,79	49,71	49,59
Aporte FV a 10 s [MW]	0	170,90	192,96	0	56,65	73,10	79,62
Aporte síncrono a 10 s [MW]	257,84	168,99	126,37	101,38	68,08	19,10	5,09
Aporte total a 10 s [MW]	257,84	339,89	319,33	101,38	124,73	92,20	84,71
Cobertura C_{10} [%]	–	90,0	101,7	–	71,4	92,1	100,3
Aporte FV a 60 s [MW]	0	126,58	146,17	0	37,73	53,62	80,51

Nota: los escenarios 1 y 4 corresponden al caso 2. Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

En la desconexión de San Isidro II, el aporte fotovoltaico aumenta de 170,90 a 192,96 MW, es decir, 22,06 MW, mientras que el síncrono disminuye 42,62 MW, de modo que la fracción fotovoltaica pasa de 50 a 60 %. Este aumento no proviene de un cambio en el control, porque las ganancias son las mismas del escenario 1, sino de la mayor desviación de frecuencia. Con menos regulación convencional, la frecuencia cae más y cada planta entrega más potencia según su estatismo, con lo que la cobertura sube al 101,7 % de la reserva comprometida.

Aun así, ninguna planta agota su reserva fotovoltaica, pues la utilización pasa de 41,8 a 47,0 % en CEME 1, de 51,7 a 59,0 % en Usya y de 54,7 a 61,9 % en Sol del Desierto.

En la desconexión de MAPA TG8, el mismo mecanismo se intensifica con cada nivel de sustitución. La fracción fotovoltaica sube de 45 % en el escenario 1 a 79 % en la sustitución parcial y a 94 % en la extrema, y la cobertura llega a 100,3 %. En la sustitución extrema, el aporte fotovoltaico incluso aumenta entre los 10 y los 60 s, de 79,62 a 80,51 MW, porque la frecuencia se recupera menos y la desviación se mantiene alta.

En ambas contingencias, sin embargo, el aporte total es menor que en el escenario 1, ya que el incremento fotovoltaico compensa solo una parte de la respuesta síncrona retirada. En San Isidro II, por ejemplo, el total cae 20,56 MW, un 6,0 %. Una mayor participación fotovoltaica no implica, por tanto, una mayor respuesta total del sistema.

5.4.4 Alcance de la sustitución evaluada

Los resultados respaldan una sustitución parcial de la respuesta primaria de potencia activa en las condiciones simuladas. Con las ganancias ajustadas, el portafolio asume entre el 60 y el 94 % del aporte primario a los 10 s y el nadir se mantiene sobre el umbral del EDAC en todas las configuraciones. Incluso, la sustitución parcial en MAPA TG8 mejora el nadir respecto de la operación solo con regulación convencional. Este alcance tiene, no obstante, tres precisiones:

- **Inercia.** El ensayo retira respuesta primaria, pero no inercia, porque las unidades permanecen sincronizadas, por lo que los resultados no evalúan el retiro físico de las centrales.
- **Respuesta total.** El aporte total disminuye, de modo que cada sustitución requiere verificar el nadir, la recuperación y la suficiencia de reserva del sistema completo.
- **Límite de la compensación.** Cuando la regulación convencional casi desaparece, como en la sustitución extrema, el nadir cae bajo el del escenario 0, aunque el portafolio cubra la reserva comprometida.

En consecuencia, la sustitución es técnicamente viable de forma parcial y no constituye una transferencia directa de reservas entre tecnologías.

Esta sección distingue lo que la memoria aportó de los límites dentro de los cuales esos aportes son válidos.

5.5 Aportes y alcances de los resultados

Esta memoria surgió de una necesidad concreta del sector. En el informe de servicios complementarios 2026, el Coordinador revisa una propuesta de control conjunto del CPF para parques fotovoltaicos, supervisada por un controlador maestro, que según la empresa proponente mejora la confiabilidad de la reserva hasta cerca del 65 % de la potencia total, pero que no incluye un análisis técnico cuantitativo. Por esa razón, el Coordinador evalúa un proyecto piloto que verifique en condiciones controladas la lógica del algoritmo y sus efectos en la operación del sistema [3]. Los resultados de este capítulo responden a esa necesidad en su dimensión operativa. Los aportes son los siguientes:

- El primer aporte es un procedimiento cuantitativo y reproducible para determinar cuánta reserva puede comprometer un portafolio. A partir de 396 días de registros, la agregación estadística permitió comprometer 189,81, 134,60 y 79,38 MW con un 95 % de confianza, y elevó el despacho crítico a 64,29 %, 9,63 puntos porcentuales sobre la mejor planta individual. Este valor es del mismo orden que el indicado en la propuesta, pero ahora respaldado por un criterio estadístico explícito.
- El segundo aporte es la evaluación dinámica de la coordinación en el modelo del SEN. Para realizarla, fue necesario construir el controlador de planta de CEME 1 y Sol del Desierto, que no estaba parametrizado para el CPF en la base de datos del Coordinador. Con él, el CPF fotovoltaico mejoró el nadir en las 18 condiciones evaluadas, la coordinación alcanzó coberturas de 99,8 a 100,9 % en D40 y, al retirar regulación convencional, el portafolio asumió hasta el 94 % de la respuesta primaria a los 10 s.
- El tercer aporte son criterios útiles para un eventual piloto, ya que los resultados muestran que la reserva comprometida debe entenderse como una referencia de disponibilidad, que la realimentación de frecuencia reduce el aporte cuando esa reserva es alta y que el rango de estatismos de la NTSyCS puede convertirse en la restricción que determina la respuesta.

Estos aportes se obtuvieron para tres plantas del Norte Grande, con 720,47 MVA en conjunto, a la hora de estudio de las 13:00, en una condición de baja inercia y frente a dos contingencias de generación. La sintonización se realizó fuera de línea en un modelo reducido, mientras que la evaluación económica y la arquitectura de comunicaciones del controlador maestro quedaron fuera del alcance. Estos elementos, junto con la sintonización con los mismos bloques de control del Coordinador, definen los pasos siguientes hacia una implementación piloto, descritos en la Sección 6.3.

Capítulo 6

Resumen final y conclusiones

6.1 Resumen final

Esta memoria evaluó la participación de un portafolio de parques fotovoltaicos sin almacenamiento, formado por CEME 1, Usya y Sol del Desierto, en el CPF del SEN. El trabajo se desarrolló en tres etapas, cada una apoyada en la anterior.

En la primera etapa, la agregación estadística de la reserva, basada en 396 días de registros de generación, vertimiento y pronóstico, permitió determinar la reserva que el portafolio puede comprometer con un 95 % de confianza para distintos niveles de despacho. En la segunda, la coordinación de estatismos se formuló como un problema de optimización, que el algoritmo MVMO resolvió en un sistema reducido SMIB para obtener las ganancias de estatismo con las que el aporte del portafolio a los 10 s se ajusta a esa reserva. En la tercera, esas ganancias se cargaron en los controladores de planta del modelo del SEN, que se sometió a las desconexiones de San Isidro II (397 MW) y MAPA TG8 (166 MW) en cinco escenarios y tres niveles de despacho.

Los resultados muestran que la agregación eleva el despacho crítico del portafolio a 64,29 %, por sobre el de cada planta individual, y que el portafolio respalda 189,81, 134,60 y 79,38 MW en D30, D40 y D50. En el SEN, el CPF fotovoltaico mejora el nadir en todas las condiciones simuladas sin modificar el RoCoF inicial, y la coordinación reproduce la reserva comprometida en el despacho intermedio. Cuando se retira regulación convencional, además, el portafolio asume una parte de la respuesta primaria de potencia activa, aunque no reemplaza la inercia del sistema.

6.2 Conclusiones

El objetivo general de esta memoria fue evaluar si un portafolio de parques fotovoltaicos sin almacenamiento puede participar en el CPF del SEN con una reserva definida a partir de su potencia disponible, y comparar su desempeño con el de la regulación convencional. Los resultados permiten concluir que este objetivo se cumplió para la condición evaluada, ya que el portafolio puede comprometer una reserva respaldada estadísticamente, entregarla en forma coordinada durante una contingencia y mejorar con ello la respuesta de frecuencia del sistema.

La revisión de la NTSyCS, de la norma de SSCC y de las referencias internacionales permitió establecer un conjunto de parámetros para representar el CPF fotovoltaico. La principal conclusión es que el marco chileno vigente ya contiene los criterios necesarios para modelar esta prestación, pero que el rango normativo de estatismos puede convertirse en una restricción activa. En D50, el límite de 8 % impidió ajustar el aporte a la reserva comprometida, de modo que la norma, y no el recurso, determinó el resultado.

Las simulaciones muestran que el CPF fotovoltaico mejora el nadir en todas las condiciones evaluadas. En la contingencia de mayor magnitud, esta mejora permite que el sistema deje de alcanzar el umbral del EDAC y quede al menos 236 mHz sobre él. El RoCoF inicial, en cambio, no cambia, porque el portafolio no aporta inercia. Por tanto, el portafolio actúa sobre la contención de la frecuencia y complementa a la inercia síncrona, pero no la reemplaza. La contingencia de transmisión, en cambio, solo pudo evaluarse de forma exploratoria.

La agregación estadística de la reserva demostró que el portafolio puede comprometer más reserva que sus plantas evaluadas por separado, porque las condiciones desfavorables de cada una rara vez coinciden. Además, los resultados confirman que la reserva comprometida y la potencia efectivamente inyectada son magnitudes distintas. En el SEN, la coordinación de estatismos reproduce la reserva comprometida en el despacho intermedio, pero la realimentación de frecuencia reduce el aporte cuando esa reserva es alta, y una contingencia menor solicita un aporte menor. Por ello, $R_{95,\mathrm{agg}}$ debe entenderse como una referencia de disponibilidad y no como una consigna fija.

Finalmente, el portafolio puede asumir una parte significativa de la respuesta primaria de potencia activa cuando se retira regulación convencional, entre el 60 % y el 94 % del aporte a los 10 s, y mantener el nadir sobre el umbral del EDAC. Sin embargo, el aporte total del sistema disminuye y, cuando la regulación convencional casi desaparece, el nadir empeora. La sustitución es, en consecuencia, parcial y no se extiende a la inercia que aportan las unidades síncronas.

Estas conclusiones se obtuvieron en una condición de baja inercia, a la hora de estudio de las 13:00 y frente a contingencias de generación, que es una de las condiciones más exigentes para el control de frecuencia del SEN. Además, las ganancias determinadas fuera de línea se evaluaron directamente con los modelos del Coordinador, de modo que los indicadores reportados corresponden a la respuesta del modelo completo del SEN.

6.3 Trabajo futuro

Los resultados de esta investigación permiten identificar nuevas líneas de desarrollo orientadas a acercar la coordinación de estatismos a una aplicación operacional en el SEN. En particular, resulta de interés avanzar desde la evaluación dinámica de configuraciones definidas fuera de línea hacia esquemas capaces de adaptarse a las condiciones de operación e integrarse con los sistemas de supervisión.

Una primera línea de trabajo corresponde al desarrollo de una sintonización adaptativa del control maestro. Esta extensión, a diferencia de la metodología evaluada, permitiría actualizar las ganancias de estatismo según la reserva fotovoltaica disponible, el despacho de los parques y las condiciones operativas del sistema. El mismo esquema podría actualizar el compromiso de reserva según la estación del año. Esta extensión requeriría evaluar la estabilidad de la coordinación frente a variaciones del recurso solar, así como los límites y tiempos de actualización de las consignas individuales.

Desde una perspectiva de implementación, resulta pertinente desarrollar una arquitectura de coordinación operacional que establezca los mecanismos de intercambio de información entre el control maestro, los controladores locales de los parques y los sistemas de supervisión y control. Esta arquitectura debería considerar la adquisición de mediciones, la estimación de la reserva disponible, la asignación de consignas y los requerimientos de comunicación, con el fin de evaluar la viabilidad de trasladar el esquema simulado a una implementación práctica.

Finalmente, una línea complementaria consiste en desarrollar una evaluación técnico-económica de la participación del portafolio en el CPF. Este análisis permitiría cuantificar el costo de oportunidad de mantener reserva fotovoltaica mediante restricciones voluntarias de despacho, distinguiéndola del vertimiento instruido por condiciones del sistema. La incorporación de criterios de remuneración y de costos operacionales permitiría, además, evaluar la viabilidad económica de esta prestación.

En conjunto, estas líneas de trabajo permitirían avanzar hacia una implementación operacional de la coordinación de estatismos de un portafolio de parques fotovoltaicos para la prestación del CPF en el SEN.

Referencias

[1] Coordinador Eléctrico Nacional, «Reporte mensual del sector energético, noviembre 2025,» Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., nov. de 2025.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas: Parte 1 – Informe Final,» Gerencia de Operación, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., nov. de 2025.

[3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Servicios Complementarios – Año 2026,» Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., jun. de 2025, Versión preliminar.

[4] C. Loutan et al., «Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, inf. téc. NREL/TP-5D00-67799, 2017.

[5] Western Electricity Coordinating Council, «Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline,» WECC Renewable Energy Modeling Task Force, Salt Lake City, UT, USA, inf. téc., 2019.

[6] IEEE, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, New York, NY, USA: IEEE, 2022. DOI: 10.1109/IEEESTD.2022.9762253

[7] ENTSO-E, «Frequency Stability in Long-Term Scenarios and Relevant Requirements,» European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, Belgium, inf. téc., dic. de 2021.

[8] N. A. Madrid Ramírez, «Anexo de resultados de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory,» Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, inf. téc., sep. de 2026, Documento complementario de la memoria de titulación: Evaluación de la participación agregada de parques fotovoltaicos en el control primario de frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional.

[9] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto con Fuerza de Ley N.° 4/20.018: Texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N.° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos*, Santiago, Chile, 2006.

[10] Ministerio de Energía, *Decreto Supremo N.° 113: Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos*, Santiago, Chile, 2017.

[11] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, inf. téc., ene. de 2026, Texto refundido, Resolución Exenta CNE N.º 45/2026. visitado 14 de oct. de 2026. dirección: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/02/2026.01.28_NTSyCS_RES45.pdf

[12] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Servicios Complementarios*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, dic. de 2019.

[13] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2026. Parte 1: Informe Final,» Gerencia de Operación, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., jul. de 2026. dirección: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/06/Estudio_CFyDR_2026_Parte_1_Informe_Final_.pdf

[14] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Evaluación de los Estándares de Desempeño de los Servicios Complementarios: Año 2025,» Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., ene. de 2026. dirección: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/01/2026.01.29-Informe_Factores_Desempeno_2025_CNE_final.pdf

[15] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N.° 545: Informe de Definición de Servicios Complementarios,» Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, inf. téc., sep. de 2025.

[16] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de esquema de desconexión automática de carga: informe preliminar,» Gerencia de Operación, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., sep. de 2020. dirección: https://www.coordinador.cl

[17] Coordinador Eléctrico Nacional. «Infotécnica: Instalaciones en Operación,» Coordinador Eléctrico Nacional, visitado 5 de oct. de 2026. dirección: https://infotecnica.coordinador.cl/

[18] Coordinador Eléctrico Nacional. «Generación Real.» Datos de generación real del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional, visitado 5 de oct. de 2026. dirección: https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/

[19] Coordinador Eléctrico Nacional. «Reducciones de Generación Renovable.» Registros de reducción de energía de centrales de energía renovable variable del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional, visitado 5 de oct. de 2026. dirección: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/

[20] Coordinador Eléctrico Nacional. «Pronóstico Centralizado de Generación.» Sistema centralizado de pronóstico de generación, Coordinador Eléctrico Nacional, visitado 5 de oct. de 2026. dirección: https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/pronostico-centralizado-de-generacion/descripcion-sistema-centralizado/

[21] Western Electricity Coordinating Council, «WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations,» Western Electricity Coordinating Council, inf. téc., nov. de 2010, WECC Modeling and Validation Work Group.

[22] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, «Generic Solar Photovoltaic System: Dynamic Simulation Model Specification,» Western Electricity Coordinating Council, inf. téc., sep. de 2012.

[23] I. Erlich, G. K. Venayagamoorthy y N. Worawat, «A Mean-Variance Optimization Algorithm,» en *2010 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 2010, págs. 1-6. DOI: 10.1109/CEC.2010.5586027

[24] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas 2026: Parte 1, Anexos del Informe Final,» Gerencia de Operación, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., 2026. dirección: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/06/Estudio-CFyDR-2026-Parte-1-Informe-Final-ANEXOS.pdf

Anexo A:
Criterios para la selección de PFV

Este anexo documenta el procedimiento de identificación y selección de PFV para el estudio de su participación agregada en el CPF del SEN. El anexo distingue entre el universo inicial de centrales, la preselección técnica y el portafolio de tres plantas finalmente representado en las simulaciones.

El universo inicial de centrales de generación se construyó a partir de la información disponible en la plataforma Infotécnica del CEN [17]. La base contiene el registro consolidado de centrales de generación conectadas al SEN, incluyendo tecnología, potencia y clasificación regulatoria. Como se observa en la Figura A.1, la tecnología solar representa el 61,2 % del total de centrales registradas, constituyéndose como la tecnología con mayor número de unidades en el sistema.

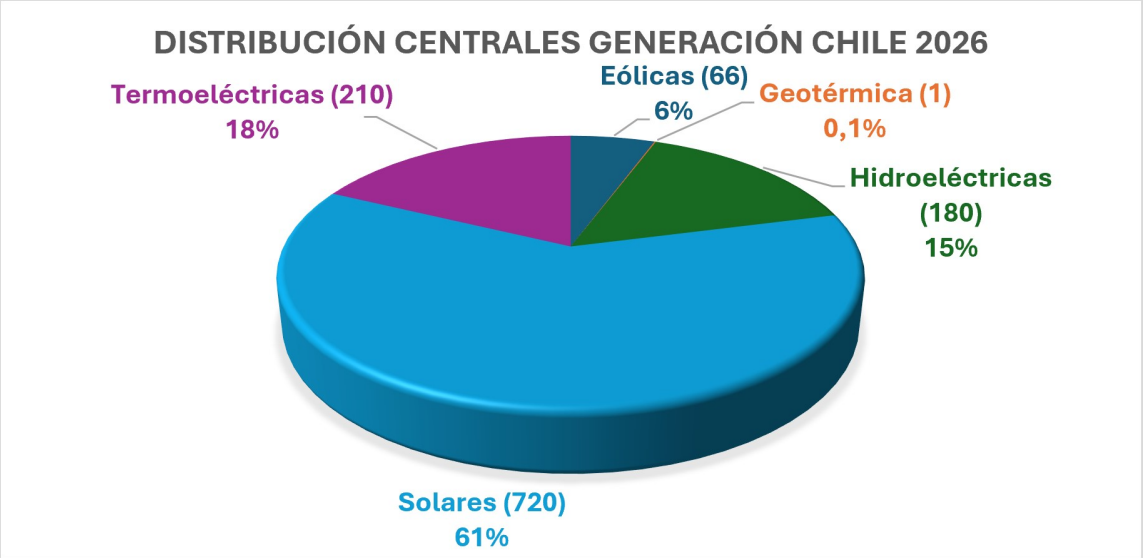


Figura A.1: Distribución de centrales de generación por tecnología en Chile, según la caracterización utilizada en la preselección (2026).
Fuente: elaboración propia a partir de [17]

En esa extracción se contabilizaron 720 centrales solares, de las cuales 617 correspondían a pequeños medios de generación distribuida (PMGD), 38 a otras centrales fotovoltaicas no incorporadas al subconjunto de análisis y 65 al grupo de PFV considerados potencialmente utilizables, registrado en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Desagregación del universo de centrales solares utilizado en la preselección.

Clasificación	Cantidad	Participación [%]
PMGD solares	617	85,69
Otros PFV excluidos del subconjunto	38	5,28
PFV del subconjunto de análisis	65	9,03
Total de centrales solares	**720**	**100,00**

Fuente: elaboración propia a partir de [17]

La categoría de 65 PFV constituye un universo de candidatos y no una certificación de habilitación efectiva para prestar CPF. La eventual prestación del servicio requiere verificar las condiciones técnicas, operacionales y regulatorias aplicables a cada instalación.

A continuación se detallan los criterios técnicos de selección, la preselección técnica y el portafolio seleccionado.

A. Criterios técnicos de selección

El proceso de selección se estructuró en tres dimensiones complementarias: desempeño operacional, disponibilidad de modelos dinámicos y representatividad geográfica. Las dos primeras orientan la factibilidad de evaluación de cada unidad; la tercera permite examinar la composición espacial del conjunto.

Tabla A.2: Criterios técnicos empleados para la preselección de PFV.

Criterio	Dimensión evaluada	Antecedente técnico	Propósito
A. Desempeño operacional	Respuesta observada en la prestación de SSCC	Informes de factores de desempeño y registros de operación del CEN [14]	Identificar antecedentes verificables de respuesta y seguimiento del servicio.
B. Modelos dinámicos	Disponibilidad de representación para simulaciones RMS	Resultados de ensayos y modelos empleados en el ECFyDR 2025 [2]	Favorecer el uso de unidades con antecedentes dinámicos contrastables.
C. Representatividad geográfica	Ubicación eléctrica y composición espacial del conjunto	Zona, región, nodos de conexión y disponibilidad de datos	Seleccionar un portafolio compatible con los objetivos del estudio agregado.

En este contexto, los criterios A y B permiten asegurar que cada PFV seleccionado posea un comportamiento técnicamente confiable y adecuadamente modelado. Por su parte, el criterio C introduce una dimensión sistémica, incorporando un enfoque de selección grupal que permite representar de mejor manera la respuesta agregada de la generación fotovoltaica frente a perturbaciones de frecuencia. Este enfoque resulta especialmente relevante en sistemas con alta penetración de ERV, donde la correlación espacial y la

simultaneidad de la generación influyen directamente en la capacidad efectiva de respuesta del conjunto de unidades.

Criterio A: Desempeño operacional verificado

El primer criterio de selección corresponde al desempeño operacional de las unidades generadoras en la prestación de SSCC, evaluado a partir de los informes de factores de desempeño publicados periódicamente por el CEN [14].

La incorporación de este criterio permite complementar la evaluación de capacidad instalada con antecedentes sobre el comportamiento efectivo de las unidades durante la prestación de servicios de regulación. En particular, se busca identificar instalaciones que cuenten con registros operacionales que permitan examinar su respuesta ante activaciones del CPF.

El desempeño operacional representa el grado de cumplimiento de una unidad generadora respecto de la respuesta requerida durante la activación de un servicio. Como indicador descriptivo, puede expresarse mediante la relación entre la potencia efectivamente aportada y la potencia esperada para dicha activación:

$$FD = \frac{P_{\text{real}}}{P_{\text{esperada}}} \times 100 \ \%. \tag{A.1}$$

donde P_{real} representa la potencia activa efectivamente aportada durante la activación del servicio y P_{esperada} corresponde al aporte requerido de acuerdo con la referencia de regulación considerada. Esta expresión se utiliza como representación simplificada del cumplimiento operacional y no sustituye el procedimiento específico de cálculo establecido en los informes oficiales del Coordinador.

Para caracterizar los resultados se considera la clasificación de desempeño presentada en la Tabla A.3.

Tabla A.3: Clasificación del factor de desempeño.

Factor de desempeño	Clasificación
$FD > 95$ %	Desempeño satisfactorio
75 % $\leq FD \leq 95$ %	Desempeño aceptable
$FD < 75$ %	Desempeño deficiente
No verificable	Información insuficiente para la evaluación

Fuente: clasificación utilizada en el procedimiento de selección, a partir de los informes de factores de desempeño del CEN [14].

La categoría “No verificable” identifica aquellas unidades para las cuales no se dispone de antecedentes suficientes para determinar el desempeño operacional, ya sea por ausencia de registros adecuados o por limitaciones en su resolución temporal.

La evaluación de la respuesta operacional considera registros históricos de frecuencia

del sistema $f(t)$, potencia activa generada $P(t)$ y potencia de referencia asociada al servicio $P_{\text{ref}}(t)$. A partir de estas señales puede definirse el error instantáneo de seguimiento como:

$$e(t) = P_{\text{ref}}(t) - P(t). \tag{A.2}$$

En esta expresión, $P_{\text{ref}}(t)$ corresponde a la potencia activa requerida por el servicio en el instante t, mientras que $P(t)$ representa la potencia activa efectivamente registrada en la unidad. La evolución temporal de $e(t)$ permite caracterizar las diferencias entre la consigna y la respuesta observada, sin constituir por sí sola una evaluación completa del cumplimiento del servicio.

Desde el punto de vista de la selección técnica, los antecedentes de desempeño permiten identificar instalaciones con experiencia operacional documentada en servicios de regulación y distinguir aquellas para las cuales no existe información suficiente. Sin embargo, la disponibilidad de registros históricos favorables no garantiza que una determinada reserva pueda entregarse bajo cualquier condición futura de despacho o disponibilidad del recurso solar.

La aplicación de este criterio se efectuó mediante el cruce entre el conjunto inicial de 65 PFV preseleccionados del SEN y las centrales ERV incluidas en los informes de factores de desempeño del Coordinador. Esta comparación permitió incorporar antecedentes de verificación operacional al procedimiento de preselección, como complemento de los criterios de disponibilidad de modelos dinámicos y representatividad geográfica.

Criterio B: Disponibilidad de modelos dinámicos

El segundo criterio de selección considera la disponibilidad de antecedentes de modelación dinámica de los PFV, con el propósito de respaldar la representación de su respuesta ante perturbaciones de frecuencia en DIgSILENT PowerFactory. Este aspecto resulta relevante para el análisis del CPF, puesto que la respuesta de potencia activa de una central fotovoltaica depende tanto de sus condiciones de operación como de las características de sus sistemas de control.

La aplicación de este criterio se fundamenta en los resultados del banco de pruebas presentados en el ECFyDR 2025, Parte 1, elaborado por el CEN [2]. Dicho estudio incluye evaluaciones de la respuesta dinámica de unidades de generación ante variaciones de frecuencia, cuyos resultados permiten disponer de antecedentes técnicos para caracterizar su contribución al CPF.

En particular, se consideran las centrales fotovoltaicas incluidas en las Tablas 49 y 50 del referido estudio, donde se presentan resultados de “aporte efectivo individual” asociados a ensayos de escalón y rampa, respectivamente [2]. Estos antecedentes permiten identificar unidades cuya respuesta en frecuencia ha sido objeto de evaluación mediante simulaciones dinámicas.

La disponibilidad de dichos resultados constituye un elemento de respaldo para la selección, dado que permite contrastar el comportamiento esperado de las unidades frente a perturbaciones de frecuencia. No obstante, la inclusión de una central en las tablas

señaladas no constituye, por sí misma, evidencia suficiente de la homologación formal de todos los componentes de su modelo dinámico, condición que requiere verificarse mediante los antecedentes técnicos correspondientes.

Desde el punto de vista metodológico, el criterio se implementó mediante el cruce entre el conjunto de PFV previamente identificado y las centrales reportadas en las Tablas 49 y 50 del ECFyDR 2025. Las instalaciones sin resultados identificables en dichas tablas no fueron consideradas en esta etapa de preselección, debido a la ausencia de antecedentes comparables dentro de la fuente adoptada.

Este procedimiento permitió restringir el conjunto de candidatos a centrales con información documentada sobre su respuesta dinámica en frecuencia, reduciendo la incertidumbre asociada a la selección de instalaciones para el estudio de participación agregada en el CPF. La representatividad final de los modelos empleados en las simulaciones se aborda mediante su configuración y verificación en el entorno de DIgSILENT PowerFactory.

Criterio C: Representatividad geográfica

El tercer criterio de selección considera la ubicación geográfica de los PFV, priorizando instalaciones pertenecientes a una misma zona del SEN. Esta decisión permite delimitar el ámbito del estudio y evaluar la operación agregada de centrales bajo un contexto territorial común, sin asumir que la proximidad geográfica garantiza condiciones eléctricas u operacionales equivalentes.

Para aplicar este criterio, se estableció una clasificación territorial de carácter metodológico en tres zonas, tomando como referencia las características generales del SEN y los antecedentes del ECFyDR 2025 [2]:

- **Zona Norte Grande:** Caracterizada por una elevada presencia de generación basada en inversores, relevante para el análisis de escenarios de baja inercia.
- **Zona Atacama / Norte Chico:** Área con importante desarrollo fotovoltaico, en la que resultan relevantes las restricciones de transferencia y las reducciones de generación.
- **Zona Centro:** Comprende instalaciones próximas a importantes centros de consumo y a sectores con mayor presencia de generación sincrónica.

La Tabla A.4 presenta las regiones, comunas y características técnicas consideradas en esta clasificación.

Tabla A.4: Clasificación de comunas por zona eléctrica, región y aspectos técnicos.

Zona	Región	Comunas incluidas	Aspecto técnico de la zona
Norte Grande	Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta	Arica, Pozo Almonte, Pica, Antofagasta, Calama, María Elena, Taltal, Tocopilla, Sierra Gorda, San Pedro.	Zona de mayor inyección de recursos basados en inversores y vulnerabilidad ante el RoCoF.
Atacama / Norte Chico	Atacama, Coquimbo	Diego de Almagro, Copiapó, Chañaral, Tierra Amarilla, Vallenar, Ovalle, La Higuera, Coquimbo, Los Vilos.	Nodo con restricciones de transferencia y altos niveles de vertimiento.
Zona Centro	Valparaíso, Metropolitana, Maule	La Ligua, Tiltil, Colina, Calle Larga, Parral, Teno.	Mayor cercanía a la demanda convencional y aporte de inercia rotacional.

Fuente: elaboración propia. Clasificación territorial utilizada para la preselección de PFV.

A partir de esta clasificación, se priorizaron los PFV ubicados en una misma zona que cumplieran los criterios de desempeño operacional y disponibilidad de antecedentes de modelación dinámica. Entre las instalaciones elegibles, se consideró su potencia máxima como elemento adicional de selección.

Preselección de PFV

La aplicación de los criterios técnicos descritos anteriormente permitió reducir el conjunto inicial de centrales fotovoltaicas a 12 instalaciones candidatas para el estudio. Esta preselección consideró antecedentes de desempeño operacional, disponibilidad de información para la modelación dinámica y ubicación geográfica de las centrales.

La Tabla A.5 presenta las instalaciones identificadas, junto con su potencia neta y zona de emplazamiento. Los identificadores corresponden a los registros de cada central en la plataforma Infotécnica del CEN [17].

La distribución de las centrales preseleccionadas evidencia una concentración en el norte del país: siete instalaciones pertenecen a la zona Atacama / Norte Chico, cuatro al Norte Grande y una a la Zona Centro. Esta distribución resulta consistente con la presencia de numerosos proyectos fotovoltaicos en las regiones del norte del SEN.

Tabla A.5: PFV preseleccionados para el análisis.

ID	Central	Potencia neta [MW]	Zona
1656	Usya	55,00	Norte Grande
599	PFV ALMEYDA	56,00	Atacama / Norte Chico
2087	PFV DOÑA ANTONIA	79,35	Atacama / Norte Chico
1841	PFV WILLKA	97,99	Norte Grande
319	PFV LUZ DEL NORTE	141,04	Atacama / Norte Chico
1913	PFV MESETA DE LOS ANDES	148,89	Zona Centro
1714	PFV MALGARIDA	200,68	Atacama / Norte Chico
1862	PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	31,91	Atacama / Norte Chico
1740	PFV SOL DEL DESIERTO	225,31	Norte Grande
1900	PFV GUANCHOI	356,60	Atacama / Norte Chico
1704	PFV CAMPOS DEL SOL	363,79	Atacama / Norte Chico
2010	PFV CEME 1	403,03	Norte Grande

Fuente: elaboración propia a partir de los registros de Infotécnica del CEN [17].

Portafolio fotovoltaico seleccionado

Conforme al criterio de representatividad geográfica, se delimitó la selección a las cuatro centrales ubicadas en el Norte Grande, identificadas en la Tabla A.6.

Tabla A.6: PFV seleccionados de la zona Norte Grande.

ID	Central	Potencia neta [MW]	Zona
1656	Usya	55,00	Norte Grande
1841	PFV WILLKA	97,99	Norte Grande
1740	PFV SOL DEL DESIERTO	225,31	Norte Grande
2010	PFV CEME 1	403,03	Norte Grande

Fuente: elaboración propia a partir de los registros de Infotécnica del CEN [17].

Además de los tres criterios técnicos, la selección aplicó un criterio de exclusión, ya que el estudio considera plantas sin almacenamiento. Por esta razón, la central Willka no se incorporó al portafolio, debido a su participación prevista en proyectos asociados a sistemas BESS. Como resultado, el portafolio definitivo quedó conformado por CEME 1, Sol del Desierto y Usya, todas de la zona Norte Grande, que constituyen el conjunto evaluado en las etapas posteriores de la investigación.

Anexo B:
Modelos de control

La representación dinámica de los PFV constituye un aspecto fundamental para evaluar su participación en el CPF. En particular, la respuesta de potencia activa depende tanto de la estructura de los controladores implementados como de sus parámetros, límites y señales de referencia. Por esta razón, el presente anexo documenta la configuración de los modelos utilizados en las simulaciones de esta memoria, con el propósito de facilitar la trazabilidad de los resultados y la reproducción de las condiciones de evaluación.

El estudio usa dos entornos de simulación. El primero corresponde al modelo del SEN, empleado para estudiar la respuesta dinámica ante las contingencias seleccionadas. El segundo corresponde al SMIB, utilizado en la etapa de evaluación y sintonía de los parámetros de control. Aunque ambos entornos representan la regulación de potencia activa de los PFV, sus bibliotecas y estructuras de control no son idénticas; por ello, sus características se presentan de forma diferenciada.

En primer término, se identifican los bloques de control y las versiones de DIgSILENT PowerFactory empleadas en cada entorno. A continuación, se expone la reconstrucción de los controladores de planta respecto de la base de datos del CEN y se distinguen los parámetros que permanecen constantes de aquellos definidos para cada escenario. Finalmente, se presentan las tablas de parametrización de los modelos del SEN y del SMIB, incluyendo los bloques de control de planta, control eléctrico y representación del convertidor. Esta información complementa la descripción metodológica y los resultados desarrollados en los capítulos principales de la memoria.

Identificación de los bloques

El SEN se simuló en PowerFactory 2026 SP2 con los modelos de la base de datos del Coordinador (REPC_A, REEC_B y REGC_A, más los bloques P_Ref y Q_Ref). El SMIB se simuló en PowerFactory 2024 SP1 con los bloques WECC de la biblioteca de DIgSILENT (REPC_C, REEC_D y REGC_C), a partir de la plantilla «WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50Hz» versión v006.0. La Tabla B.1 resume ambos conjuntos.

Tabla B.1: Bloques de control utilizados en el SEN y en el SMIB.

Función	SEN (PowerFactory 2026 SP2)	SMIB (PowerFactory 2024 SP1)
Control de planta	REPC_A (tipo REPC_A2)	REPC_C v001.0.0.0 (biblioteca DIgSILENT)
Control eléctrico	REEC_B (tipo REEC_B6)	REEC_D (biblioteca DIgSILENT)
Convertidor	REGC_A (tipo REGC_A9)	REGC_C (biblioteca DIgSILENT)
PLL	No modelado (REGC_A no lo incluye)	Incluido en REGC_C ($K_{ppll} = 10$; $K_{ipll} = 1400$)
Referencia de potencia activa	P_Ref (tipo P_Ref_Generator2): T_{Pref}, rampa de 10 %/min y característica PvsF	No existe
Referencia de potencia reactiva	Q_Ref (tipo Q_Ref_Generator)	No existe
Marco del modelo compuesto	«WECC Plant Control with RefG1» y «WECC Large-scale PV Plant4»	«WECC Plant Control» y marco de la plantilla v006.0

La Figura B.1 muestra, para CEME, el modelo compuesto del controlador de planta en el SEN: el REPC_A recibe las mediciones de tensión, potencia y corriente, y entrega las referencias de potencia reactiva (Q_Ref) y activa (P_Ref). La Figura B.2 muestra la versión del bloque REPC_C utilizado en el SMIB.

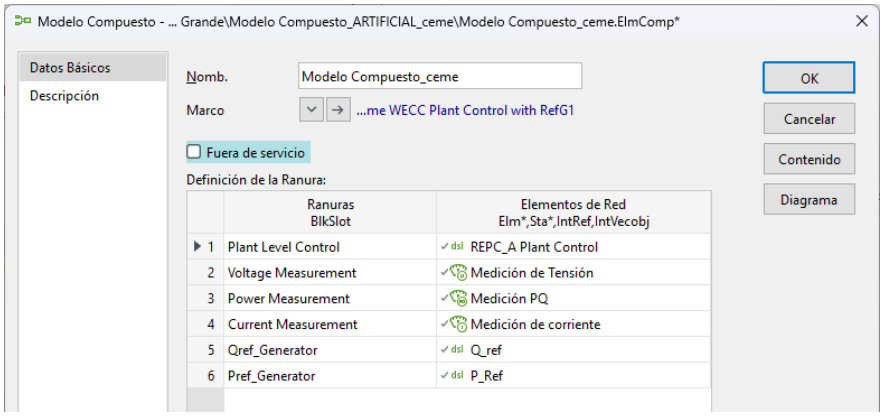


Figura B.1: Modelo compuesto del controlador de planta de CEME en el SEN.

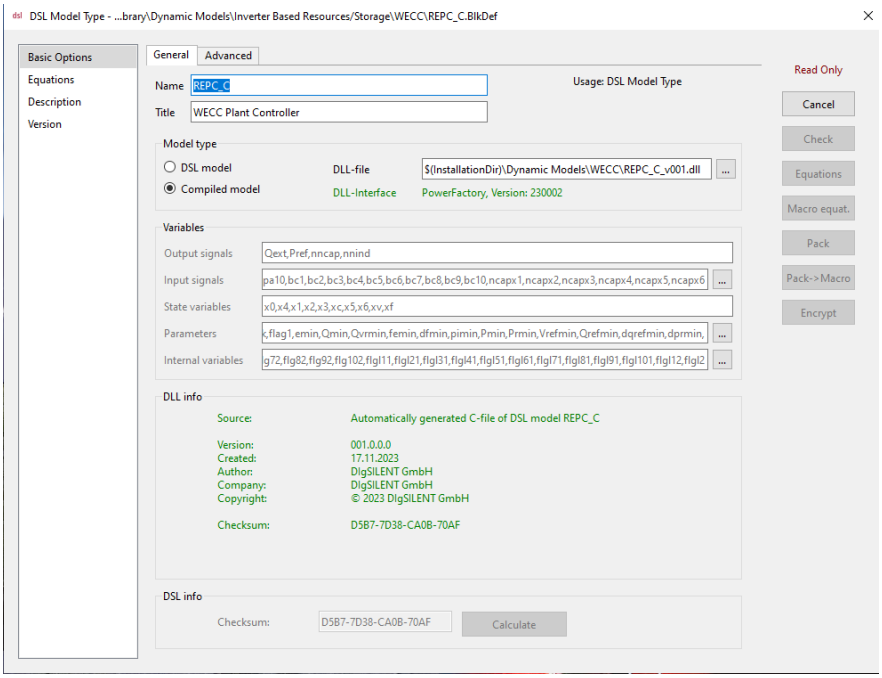


Figura B.2: Tipo del controlador de planta REPC_C utilizado en el SMIB.

Reconstrucción de los controladores de planta

En la base de datos del Coordinador, las tres plantas de estudio no contaban con un controlador de planta completamente parametrizado para la prestación de CPF. SOL DEL DESIERTO_1 y _2 solo disponían de control PQ y modelo generador-convertidor; CEME disponía de un controlador de planta propio; y Usya disponía de REPC_A con los bloques P_Ref y Q_Ref, que se mantuvieron en el modelo final modificando únicamente sus valores. Para CEME y SOL DEL DESIERTO se construyó un modelo compuesto con la misma estructura que Usya: controlador de planta REPC_A, bloque de referencia de potencia activa P_Ref (filtro de referencia, limitador de rampa y característica PvsF), bloque de referencia de potencia reactiva Q_Ref y mediciones de potencia, tensión y corriente. La Tabla B.2 compara el estado original con el final.

Tabla B.2: Estado original (base del Coordinador) y estado final de los elementos del control de frecuencia.

Elemento	Estado original	Estado final
Controlador de planta	CEME: controlador propio. SOL_1 y SOL_2: sin controlador de planta (solo control PQ y modelo generador-convertidor). Usya: REPC_A con P_Ref y Q_Ref.	REPC_A + P_Ref + Q_Ref en las tres plantas, con el marco «WECC Plant Control with RefG1».
Medición de frecuencia (PLL)	Medidor de frecuencia PLL «F MED» (SOL). Es un medidor de frecuencia, no un PLL de control del convertidor.	La frecuencia la obtiene directamente el controlador de planta; no se utiliza el medidor «F MED».
Característica PvsF	Solo definida en Usya.	Usya: (0,9558; 2), (0,996; 1), (1,004; 1), (1,04416; 0). CEME y SOL: característica neutra, factor 1 entre 0,90 y 1,10 pu.
Ganancia K_{pg}	1,1	1,0 en las tres plantas.
Ganancia K_{ig}	3,0	0,3 en las tres plantas.
Limitador de rampa y T_{Pref}	Los del bloque P_Ref de Usya, sin modificaciones.	T_{Pref} = 0,318 s; `RampEnable` = 1; `rampup` = 0,00166667 pu/s; `rampdown` = 0,001666666 pu/s (10 %/min).

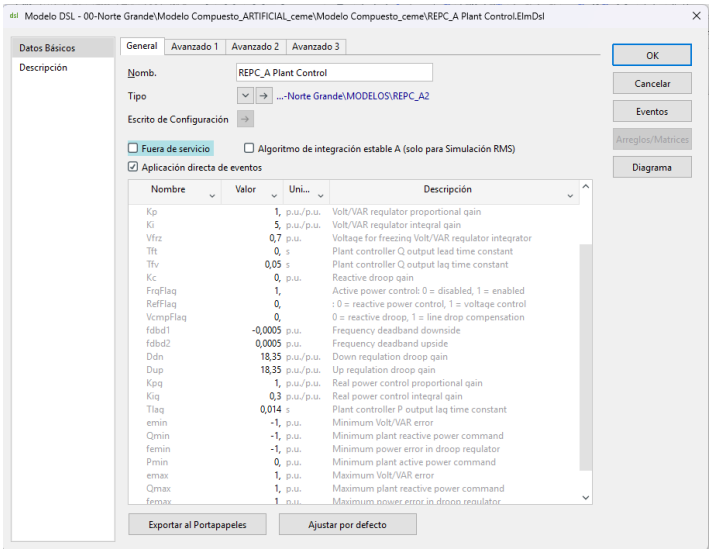


Figura B.3: Controlador de planta REPC_A de CEME en el SEN. Los recuadros marcan los parámetros fijados en este estudio.

Los parámetros fijados en este estudio son $K_{pg} = 1{,}0$, $K_{ig} = 0{,}3$, las bandas muertas de frecuencia ($\mp 0{,}0005$ pu), la ganancia de estatismo D_i y la potencia máxima $P_{máx,i}$ de cada planta. $K_{ig} = 0{,}3$ es el mismo valor utilizado en el SMIB y en todos los escenarios y casos; $K_{pg} = 1{,}0$ corresponde al valor estándar del modelo REPC_A. No se modificó ningún parámetro del REEC ni del REGC.

Parámetros comunes a los escenarios y parámetros variables

La Tabla B.3 indica qué se mantiene constante en las tres plantas y en todos los escenarios, de modo que la comparación entre escenarios depende únicamente de la ganancia de estatismo y de la potencia máxima de cada planta.

Tabla B.3: Parámetros comunes a todos los escenarios y parámetros variables.

Parámetro	Valor	Alcance
FrqFlag	1	Igual en las tres plantas y en todos los escenarios
f_{db1}/f_{db2}	$\mp$0,0005 pu	Igual en las tres plantas y en todos los escenarios
K_{pg} / K_{ig}	1,0 / 0,3	Igual en las tres plantas y en todos los escenarios
T_{Pref}, rampa de potencia activa	0,318 s; 0,00166667 pu/s	Igual en las tres plantas y en todos los escenarios
REEC_B y REGC_A	Tablas B.7 y B.8	Igual en las tres plantas y en todos los escenarios
$D_{dn} = D_{up} = D_i$	D_i	Varía por planta y por escenario (resultado de la sintonía)
$P_{máx}$ del REPC_A	$P_{máx,i}$	Varía por planta y por escenario (disponibilidad)

Parámetros de los modelos del SEN

Las tablas siguientes presentan los parámetros completos de los bloques de las tres plantas del SEN. SOL DEL DESIERTO_1 y _2 comparten un único controlador de planta.

Tabla B.4: Parámetros del REPC_A (tipo REPC_A2) de las tres plantas del SEN. D_{dn}, D_{up} y $P_{máx}$ corresponden al caso guardado y se modifican por escenario.

Parámetro	CEME	Usya	SOL	Unidad	Descripción
Rc	0,0	0,0	0,0	pu	Compensación de caída de línea, resistencia
Xc	0,0	0,0	0,0	pu	Compensación de caída de línea, reactancia
Tfltr	0,02	0,02	0,02	s	Filtro de tensión y potencia reactiva
Tp	0,02	0,02	0,02	s	Filtro de potencia activa
db	0,0	0,0	0,0	pu	Banda muerta del control de Q o tensión
Kp	1,0	1,0	1,0	pu/pu	Ganancia proporcional del regulador Volt/VAR
Ki	5,0	5,0	5,0	pu/pu	Ganancia integral del regulador Volt/VAR
Vfrz	0,7	0,7	0,7	pu	Tensión de congelamiento del integrador Volt/VAR
Tft	0,0	0,0	0,0	s	Adelanto de la salida Q

Tabla B.4: Parámetros del REPC_A (tipo REPC_A2) de las tres plantas del SEN. D_{dn}, D_{up} y $P_{máx}$ corresponden al caso guardado y se modifican por escenario. (continuación)

Parámetro	CEME	Usya	SOL	Unidad	Descripción
Tfv	0,05	0,05	0,05	s	Retardo de la salida Q
Kc	0,0	0,0	0,02	pu	Ganancia de estatismo reactivo
FrqFlag	1	1	1	–	Control de potencia activa: 0 = deshabilitado, 1 = habilitado
RefFlag	0	0	0	–	0 = control de Q, 1 = tensión
VcmpFlag	0	0	0	–	0 = estatismo reactivo, 1 = compensación de línea
fdbd1	−0,0005	−0,0005	−0,0005	pu	Banda muerta de frecuencia, lado inferior
fdbd2	0,0005	0,0005	0,0005	pu	Banda muerta de frecuencia, lado superior
Ddn	18,35	49	50	pu/pu	Ganancia de estatismo, regulación a la baja
Dup	18,35	49	50	pu/pu	Ganancia de estatismo, regulación al alza
Kpg	1,0	1,0	1,0	pu/pu	Ganancia proporcional del control de potencia activa
Kig	0,3	0,3	0,3	pu/pu	Ganancia integral del control de potencia activa
Tlag	0,014	0,014	0,014	s	Retardo de la salida de potencia activa
emin	−1,0	−1,0	−1,0	pu	Error mínimo Volt/VAR
Qmin	−1,0	−1,0	−1,0	pu	Comando mínimo de Q de planta
femin	−1,0	−1,0	−1,0	pu	Error mínimo de potencia en el regulador de estatismo
Pmin	0,0	0,0	0,0	pu	Comando mínimo de P de planta
emax	1,0	1,0	1,0	pu	Error máximo Volt/VAR
Qmax	1,0	1,0	1,0	pu	Comando máximo de Q de planta
femax	1,0	1,0	1,0	pu	Error máximo de potencia en el regulador de estatismo
Pmax	0,7561	0,6452	0,7712	pu	Comando máximo de P de planta

Tabla B.5: Parámetros del P_Ref (tipo P_Ref_Generator2), plantas del SEN.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Pmax	1,0	pu	Potencia activa máxima en el POC
Pmin	0,01	pu	Potencia activa mínima en el POC
TPref	0,318	s	Filtro de la referencia de potencia activa
RampEnable	1	–	Habilitación del control de rampa de potencia activa
rampdown	0,001666666	pu/s	Límite de bajada (10 %/min)
rampup	0,00166667	pu/s	Límite de subida (10 %/min)
PvsFMode	0	–	Base de PvsF (0: consigna de P, 1: P nominal)

La característica PvsF tiene cuatro puntos. CEME y SOL DEL DESIERTO: (0,90; 1), (0,95; 1), (1,05; 1), (1,10; 1). Usya: (0,9558; 2), (0,996; 1), (1,004; 1), (1,04416; 0).

Tabla B.6: Parámetros del Q_Ref (referencia de potencia reactiva), CEME, SEN.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
QMode	0	–	Modo de control de Q (0 = Q, 1 = FP, 2 = VDC)
dbv	0,0	pu	Banda muerta del control de tensión
Kv	5,225	pu	Ganancia de estatismo de tensión
TQref	0,5305	s	Filtro de la referencia de Q
TVref	0,318	s	Filtro de la referencia de tensión
Qmax	0,381679	pu	Potencia reactiva máxima en el POC
Qmin	−0,381679	pu	Potencia reactiva mínima en el POC
RampEnable	0	–	Control de rampa de Q (deshabilitado)
rampdown	0,01	pu/s	Límite de bajada de Q
rampup	0,01	pu/s	Límite de subida de Q

Tabla B.7: Parámetros del REEC_B (tipo REEC_B6), plantas del SEN.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
PfFlag	0	–	1 = control de fp, 0 = control de Q
VFlag	0	–	1 = control de Q, 0 = control de tensión
Tp	0,005	s	Filtro de potencia eléctrica
Kqp	0,0	pu	Ganancia proporcional
Kqi	0,0	pu	Ganancia integral
QFlag	1	–	1 = tensión/Q, 0 = fp constante o control de Q
Kvp	0,0	pu	Ganancia proporcional
Kvi	0,0	pu	Ganancia integral
Trv	0,007	s	Filtro de medición de tensión
db1	−0,1	pu	Banda muerta de tensión, sobretensión
db2	0,1	pu	Banda muerta de tensión, subtensión
Kqv	4,8	pu	Ganancia de inyección de corriente reactiva en falla
Vdip	0,9	pu	Tensión de activación de subtensión
Vup	1,1	pu	Tensión de activación de sobretensión
Tiq	0,007	s	Constante de retardo
Tpord	0,016	s	Constante de tiempo
PqFlag	0	–	Prioridad en límite de corriente: 1 = P, 0 = Q
Imax	1,0	pu	Límite total de corriente del convertidor
Vref0	1,0	pu	Tensión de referencia
Qmin	−1,0	pu	Límite mínimo de potencia reactiva
Vmin	0,0	pu	Mínimo del control de tensión
Iql1	−1,0	pu	Límite mínimo de corriente reactiva
Pmin	0,0	pu	Referencia mínima de potencia
dPmin	−20	pu/s	Rampa de la referencia de potencia (mín.)
Qmax	1,0	pu	Límite máximo de potencia reactiva
Vmax	1,5	pu	Máximo del control de tensión
Iqh1	1,0	pu	Límite máximo de corriente reactiva
Pmax	1,0	pu	Referencia máxima de potencia

Tabla B.7: Parámetros del REEC_B (tipo REEC_B6), plantas del SEN. (continuación)

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
dPmax	2,5	pu/s	Rampa de la referencia de potencia (máx.)

Tabla B.8: Parámetros del REGC_A (tipo REGC_A9), plantas del SEN.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Tg	0,003	s	Constante de tiempo del convertidor
Tfltr	0,016	s	Filtro de tensión
zerox	0,4	pu	Cruce por cero de LVPL
brkpt	0,9	pu	Punto de quiebre de LVPL
lvpl1	0,87	–	Ganancia de LVPL
Volim	1,2	pu	Límite de tensión del clamp de alta tensión
Iolim	−1,0	pu	Límite de corriente del clamp de alta tensión
Khv	0,0	pu	Factor del clamp de alta tensión
lvpnt0	0,0	pu	Punto mínimo de corriente activa en baja tensión
lvpnt1	0,1	pu	Punto máximo de corriente activa en baja tensión
Lvplsw	1	–	Lógica LVPL: 1 = curva, 0 = cero
Iqrmin	−16	pu/s	Límite mínimo de tasa de corriente reactiva
Iqrmax	16	pu/s	Límite máximo de tasa de corriente reactiva
rrpwr	10	pu/s	Límite de tasa de corriente activa

Parámetros de los modelos del SMIB

El SMIB se construyó con los bloques WECC de la biblioteca de DIgSILENT. No incluye el bloque P_Ref (rampa, T_{Pref} y PvsF): la sintonía de D_i se realizó en el SMIB como búsqueda, y el cumplimiento de la exigencia a los 10 s se verificó en el SEN con los controladores de la Sección «Parámetros de los modelos del SEN». Se presentan los parámetros de CEME; en el REPC_C se sombrean los modificados respecto de la plantilla.

Tabla B.9: Parámetros del REPC_C de CEME en el SMIB. La columna «Plantilla» indica el valor de la plantilla de DIgSILENT solo para los parámetros modificados.

Parámetro	Plantilla	Utilizado	Unidad	Descripción
Rc	–	0,0	pu	Compensación de caída de línea, resistencia
Xc	–	0,0	pu	Compensación de caída de línea, reactancia
Tfltr	–	0,02	s	Constante de tiempo del filtro de tensión y potencia reactiva
Tp	–	0,02	s	Constante de tiempo del filtro de potencia activa
db	–	0,01	pu	Banda muerta del control de potencia reactiva o tensión
Kp	–	1,0	pu/pu	Ganancia proporcional del regulador Volt/VAR
Ki	–	5,0	pu/pu	Ganancia integral del regulador Volt/VAR
Vfrz	–	0,7	pu	Tensión de congelamiento del integrador Volt/VAR

Tabla B.9: Parámetros del REPC_C de CEME en el SMIB. La columna «Plantilla» indica el valor de la plantilla de DIgSILENT solo para los parámetros modificados. (continuación)

Parámetro	Plantilla	Utilizado	Unidad	Descripción
Tfrz	–	0,5	s	Retardo de congelamiento tras recuperación de tensión
Tft	–	0,0	s	Constante de adelanto de la salida Q
Tfv	–	0,05	s	Constante de retardo de la salida Q
Kc	–	0,02	pu	Ganancia de estatismo reactivo
Tc	–	0,02	s	Constante de compensación de corriente reactiva
FrqFlag	–	1	–	Control de potencia activa: 0 = deshabilitado, 1 = habilitado
RefFlag	–	0	–	0 = control de potencia reactiva, 1 = tensión, 2 = factor de potencia
VcmpFlag	–	0	–	0 = estatismo reactivo, 1 = compensación de caída de línea
fdbd1	−0,0006	−0,0005	pu	Banda muerta de frecuencia, lado inferior
fdbd2	0,0006	0,0005	pu	Banda muerta de frecuencia, lado superior
Ddn	20,0	13,71	pu/pu	Ganancia de estatismo, regulación a la baja
Dup	0,0	13,71	pu/pu	Ganancia de estatismo, regulación al alza
Kpg	1,1	1,0	pu/pu	Ganancia proporcional del control de potencia activa
Kig	3,0	0,3	pu/pu	Ganancia integral del control de potencia activa
Ffwrd_flag	–	0	–	Feedforward: 1 = habilitado, 0 = deshabilitado
Tlag	–	0,1	s	Constante de retardo de la salida de potencia activa
Pefd_flag	–	1	–	Realimentación de potencia eléctrica: 1 = habilitada
Tfrq	–	0,2	s	Constante del filtro de frecuencia
Qdn1	–	−0,25	pu	1.ª etapa de desconexión de capacitor (reactor)
Qup1	–	0,25	pu	1.ª etapa de conexión de capacitor (reactor)
Qdn2	–	−0,5	pu	2.ª etapa de desconexión de capacitor (reactor)
Qup2	–	0,4	pu	2.ª etapa de conexión de capacitor (reactor)
Tdelay1	–	0,5	s	Retardo de conmutación MSS, 1.ª etapa
Tdelay2	–	1,0	s	Retardo de conmutación MSS, 2.ª etapa
Tout	–	120	s	Tiempo de descarga MSS
Tmssbrk	–	0,06	s	Retardo del interruptor MSS
flag1	–	0	–	Conmutación MSS: 0 = deshabilitada, 1 = habilitada
emin	–	−0,5	pu	Error mínimo Volt/VAR
Qmin	–	−0,5	pu	Comando mínimo de potencia reactiva de planta
Qvrmin	–	−0,5	pu/s	Tasa máxima de disminución de Q
femin	–	−9999	pu	Error mínimo de potencia en el regulador de estatismo
dfmin	–	−0,015	pu	Error mínimo de frecuencia
pimin	–	0,0	pu	Salida mínima del PI de potencia activa
Pmin	–	0,0	pu	Comando mínimo de potencia activa de planta
Prmin	–	−1,0	pu/s	Tasa máxima de disminución de Pref
Vrefmin	–	0,95	pu	Referencia mínima de tensión
Qrefmin	–	−0,5	pu	Referencia mínima de Q
dqrefmin	–	−9999	pu/s	Tasa máxima de disminución de referencia Q

Tabla B.9: Parámetros del REPC_C de CEME en el SMIB. La columna «Plantilla» indica el valor de la plantilla de DIgSILENT solo para los parámetros modificados. (continuación)

Parámetro	Plantilla	Utilizado	Unidad	Descripción
dprmin	–	−9999	pu/s	Tasa máxima de disminución de Pref de planta
dpfmin	–	−0,9	1/s	Tasa máxima de disminución del factor de potencia
emax	–	0,5	pu	Error máximo Volt/VAR
Qmax	–	0,5	pu	Comando máximo de potencia reactiva de planta
Qvrmax	–	0,5	pu/s	Tasa máxima de aumento de Q
femax	–	9999	pu	Error máximo de potencia en el regulador de estatismo
dfmax	–	0,015	pu	Error máximo de frecuencia
pimax	1,0	0,75611	pu	Salida máxima del PI de potencia activa
Pmax	1,1	0,75611	pu	Comando máximo de potencia activa de planta
Prmax	–	1,0	pu/s	Tasa máxima de aumento de Pref
Vrefmax	–	1,05	pu	Referencia máxima de tensión
Qrefmax	–	0,5	pu	Referencia máxima de Q
dqrefmax	–	9999	pu/s	Tasa máxima de aumento de referencia Q
dprmax	–	9999	pu/s	Tasa máxima de aumento de Pref de planta
dpfmax	–	0,9	1/s	Tasa máxima de aumento del factor de potencia

Tabla B.10: Parámetros del REEC_D de CEME en el SMIB.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
PfFlag	0	–	1 = control de factor de potencia, 0 = control de Q
VFlag	1	–	1 = control de Q, 0 = control de tensión
Tp	0,05	s	Filtro de medición de potencia
Kqp	1,0	pu	Ganancia proporcional (Q)
Kqi	0,7	pu	Ganancia integral (Q)
QFlag	0	–	1 = tensión/Q, 0 = fp constante o control de Q
Kvp	1,0	pu	Ganancia proporcional (tensión)
Kvi	0,7	pu	Ganancia integral (tensión)
Trv	0,01	s	Filtro de medición de tensión
dbd1	−0,05	pu	Banda muerta de tensión, inyección iq por sobretensión
dbd2	0,05	pu	Banda muerta de tensión, inyección iq por subtensión
Kqv	2,0	pu	Ganancia de inyección de corriente reactiva en falla
Vdip	0,9	pu	Tensión de activación de subtensión
Vup	1,1	pu	Tensión de activación de sobretensión
Tiq	0,01	s	Constante de retardo (iq)
Tpord	0,01	s	Constante de tiempo (orden de potencia)
PqFlag	0	–	Prioridad en límite de corriente: 1 = P, 0 = Q
Imax	1,3	pu	Límite máximo de corriente del convertidor
Thld2	0,0	s	Retardo de Ipcmd_max tras falla
Ke	0,0	–	Factor de escala de Ipmin
PFlag	0	–	0 = referencia de P, 1 = referencia de velocidad
Vref0	0,0	pu	Tensión de referencia (0 = tensión terminal)

Tabla B.10: Parámetros del REEC_D de CEME en el SMIB. (continuación)

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Vref1	0,0	pu	Referencia/bias definido por el usuario
Rc	0,0	pu	Resistencia de compensación de corriente
Xc	0,01	pu	Reactancia de compensación de corriente
VcmpFlag	0	–	0 = estatismo reactivo, 1 = compensación de corriente
Kc	0,02	–	Ganancia de compensación de corriente reactiva
Tr1	0,02	s	Filtro de medición de tensión
vblkl	0,1	pu	Tensión bajo la cual el convertidor se bloquea
vblkh	1,2	pu	Tensión sobre la cual el convertidor se bloquea
Tblk_delay	0,1	s	Tiempo de permanencia del bloqueo
Thld	0,0	s	Retardo de inyección de corriente reactiva tras hueco
Iq_frz	0,0	pu	Valor de mantención de inyección tras hueco
qvmin	−1,0	pu	Límite mínimo de potencia reactiva
Vmin	0,9	pu	Mínimo del control de tensión
Iql1	−1,44	pu	Límite mínimo de inyección de corriente reactiva
dPmin	−2,0	pu/s	Tasa de rampa de la referencia de potencia (mín.)
Pmin	0,0	pu	Referencia mínima de potencia
qvmax	1,0	pu	Límite máximo de potencia reactiva
Vmax	1,1	pu	Máximo del control de tensión
Iqh1	1,44	pu	Límite máximo de inyección de corriente reactiva
dPmax	2,0	pu/s	Tasa de rampa de la referencia de potencia (máx.)
Pmax	1,0	pu	Referencia máxima de potencia
WGO_active	0	0/1	Opción de red débil (definido por script de configuración)

Tabla B.11: Parámetros del REGC_C de CEME en el SMIB, incluido el PLL.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
Tg	0,02	s	Constante de tiempo del convertidor
Tfltr	0,02	s	Constante del filtro de tensión
RateFlag	0	–	Límite de tasa: 0 = potencia activa, 1 = reactiva
re	0,0	pu	Resistencia de la fuente
xe	0,1	pu	Reactancia de la fuente
Te	0,0001	s	Retardo emulado en los controles del convertidor
Kip	5,0	pu/pu	Ganancia proporcional del lazo interno de corriente
Kii	70	–	Ganancia integral del lazo interno de corriente
Kppll	10	–	Ganancia proporcional del PLL
Kipll	1400	–	Ganancia integral del PLL
Vpllfrz	0,5	pu	Nivel mínimo de tensión para congelar el PLL
Iqrmin	−999	pu/s	Límite mínimo de tasa de corriente reactiva
wmin	−10	–	Límite inferior del PLL
Iqrmax	999	pu/s	Límite máximo de tasa de corriente reactiva
rrpwr	10	pu/s	Límite de tasa de corriente activa
wmax	10	–	Límite superior del PLL

Anexo C:
Antecedentes del caso de estudio

En este anexo se presenta un extracto del ECFyDR del CEN, correspondiente al caso 2.1 (2027-05-2, 10:00).

El documento contiene los aportes individuales de las unidades generadoras al CPF y el balance de potencia del SEN, utilizados como antecedentes de referencia para las simulaciones dinámicas desarrolladas en el Capítulo 5.

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

6.1.5 Caso 2.1 2027-05-2 10hrs

Tabla i: Resultados Caso 2.1

				Potencia Eléctrica [MW]						Potencia Turbina [MW]							
Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Dinámica [MW]	Despacho DIgSILENT	RGIRO	10segs	Aporte @10s	2min	Aporte @2min	10segs	Aporte @10s	2min	Aporte @2min	Valor Efectivo 0-10s	Valor Medio/ Aporte @10s	Valor Efectivo 0-2min	Valor Efectivo 0-5min
HE CANUTILLAR U1	hidro	224.0	86.4	60.44	25.96	74.49	14.05	80.06	19.61	74.64	**14.19**	80.32	19.87	4.69	33,04%	16.91	**19.28**
HE CANUTILLAR U2	hidro	224.0	86.4	61.82	24.58	75.41	13.59	81.37	19.55	75.67	**13.85**	81.63	19.81	4.73	34,14%	16.81	**19.21**
HE EL TORO U1	hidro	302.6	122.6	8.00	114.6	25.52	17.52	40.61	32.61	25.72	**17.72**	40.73	32.73	7.96	44,94%	26.23	**31.43**
HE EL TORO U2	hidro	302.6	122.6	8.00	114.6	25.52	17.52	40.62	32.62	25.74	**17.74**	40.76	32.76	7.97	44,95%	26.25	**31.46**
HE EL TORO U3	hidro	302.6	122.6	8.00	114.6	23.96	15.96	40.61	32.61	24.15	**16.15**	40.73	32.73	7.21	44,65%	25.20	**31.22**
HE EL TORO U4	hidro	302.6	122.6	1.00	121.6	12.12	11.12	32.67	31.67	12.23	**11.23**	32.60	31.60	4.88	43,42%	21.04	**29.48**
TER ANGAMOS U1	carbón	1584.0	280.0	85.00	195	118.74	33.75	97.42	12.42	119.83	**34.83**	97.42	12.42	19.47	55,90%	19.15	**13.77**
TER COCHRANE U1	carbón	1273.8	274.0	65.00	209	105.06	40.06	103.65	38.65	106.04	**41.04**	103.66	38.66	22.83	55,62%	38.18	**38.57**
TER COCHRANE U2	carbón	1273.8	274.0	65.00	209	106.09	41.09	105.68	40.68	107.05	**42.05**	105.69	40.69	23.64	56,22%	39.93	**40.54**
TER MEJILLONES CTM3-TG	gas	888.0	157.3	58.47	98.83	112.59	54.12	84.36	25.88	113.19	**54.72**	84.36	25.89	29.72	54,32%	32.57	**27.23**
TER MEJILLONES CTM3-TV	gas	841.4	84.0	40.00	44	46.10	6.10	48.42	8.43	40.12	**0.13**	41.59	1.59	0.03	22,29%	0.79	**1.43**
											263.67	**749.49**	**288.77**	**133.14**	**50,50%**	**263.06**	**283.62**

Tabla j: "Balance "Caso 2.1

Balance Total SEN	Inicial [MW]	Postcont. [MW]	10segs [MW]	2min [MW]	Balance [MW]
Generación	9187.33		9044.61	9086.15	
Carga	8870.06		8715.21	8752.19	**-117.87**
Pérdidas	317.27		329.40	333.96	**16.69**
Potencia Mecánica	3804.87	3407.87	3670.56	3696.22	
Aporte CPF	-	-	262.69	288.35	**288.35**
	0.0		0.0	0.0	**389.53**

28

Figura C.1: Resultados y balance de potencia del caso 2.1 del ECFyDR.
Fuente: CEN, ECFyDR, Parte 1, p. 28 [24]

Anexo D:
Resultados detallados de la sintonización en el SMIB

Este anexo presenta, para cada escenario y despacho, el detalle por planta de la sintonización del control maestro obtenida con MVMO en el modelo SMIB (Sección 5.2). Cada tabla informa la reserva fotovoltaica individual y agregada, el parámetro D_i^* y su estatismo equivalente $R_i^* = 100/D_i^*$, la reserva comprometida $R_{95,\text{agg}}$ y el aporte agregado a los 10 s. Sol del Desierto se informa como SOL_1 y SOL_2, con la mitad de la reserva fotovoltaica de la planta en cada unidad y el mismo estatismo (Sección 4.7.1).

Tabla D.1: Resultados de sintonización del escenario 1: disponibilidad media.

Desp.	Central	Reserva fotovoltaica [MW]	Margen del portafolio [MW]	D_i^*	R_i^* [%]	$R_{95,\text{agg}}$ [MW]	Aporte a 10 s en el SMIB [MW]
D30	CEME 1	208,5	366,4	15,53	6,4	189,81	189,81
	Usya	26,7		18,04	5,5		
	SOL_1	65,6		24,82	4,0		
	SOL_2	65,6		24,82	4,0		
D40	CEME 1	174,9	308,6	12,50	8,0	134,60	134,53
	Usya	22,5		22,95	4,4		
	SOL_1	55,6		12,50	8,0		
	SOL_2	55,6		12,50	8,0		
D50	CEME 1	139,5	249,1	12,50	8,0	79,38	125,70
	Usya	18,4		12,50	8,0		
	SOL_1	45,6		12,50	8,0		
	SOL_2	45,6		12,50	8,0		

Nota: el aporte corresponde a la simulación en el SMIB con los estatismos de la tabla. En D50, los estatismos quedan en el límite inferior de búsqueda (12,5 pu; $R = 8$ %); con esa respuesta mínima permitida, el aporte supera la reserva comprometida. Fuente: elaboración propia a partir de Python y DIgSILENT PowerFactory.

Tabla D.2: Resultados de sintonización del escenario 2: reducción del 50 % del margen ascendente de CEME 1.

Desp.	Central	Reserva fotovoltaica [MW]	Margen del portafolio [MW]	D_i^*	R_i^* [%]	$R_{95,\text{agg}}$ [MW]	Aporte a 10 s en el SMIB [MW]
D30	CEME 1	104,2	262,1	50,00	2,0	189,81	189,81
	Usya	26,7		20,25	4,9		
	SOL_1	65,6		20,00	5,0		
	SOL_2	65,6		20,00	5,0		
D40	CEME 1	87,4	221,1	12,50	8,0	134,60	134,60
	Usya	22,5		49,50	2,0		
	SOL_1	55,6		12,50	8,0		
	SOL_2	55,6		12,50	8,0		
D50	CEME 1	69,8	179,4	12,50	8,0	79,38	123,14
	Usya	18,4		12,50	8,0		
	SOL_1	45,6		12,50	8,0		
	SOL_2	45,6		12,50	8,0		

Nota: el aporte corresponde a la simulación en el SMIB con los estatismos de la tabla. En D50, los estatismos quedan en el límite inferior de búsqueda (12,5 pu; $R = 8$ %); con esa respuesta mínima permitida, el aporte supera la reserva comprometida. Fuente: elaboración propia a partir de Python y DIgSILENT PowerFactory.

Tabla D.3: Resultados de sintonización del escenario 3: condición histórica de baja disponibilidad P7.

Desp.	Central	Reserva fotovoltaica [MW]	Margen del portafolio [MW]	D_i^*	R_i^* [%]	$R_{95,\text{agg}}$ [MW]	Aporte a 10 s en el SMIB [MW]
D30	CEME 1	130,6	213,9	18,35	5,4	189,81	189,58
	Usya	12,1		49,00	2,0		
	SOL_1	35,6		50,00	2,0		
	SOL_2	35,6		50,00	2,0		
D40	CEME 1	97,1	156,5	13,71	7,3	134,60	134,98
	Usya	8,0		38,03	2,6		
	SOL_1	25,7		13,97	7,2		
	SOL_2	25,7		13,97	7,2		
D50	CEME 1	61,8	97,1	49,80	2,0	79,38	97,10
	Usya	3,9		49,80	2,0		
	SOL_1	15,7		50,00	2,0		
	SOL_2	15,7		50,00	2,0		

Nota: el aporte corresponde a la simulación en el SMIB con los estatismos de la tabla. En D50, los estatismos quedan cerca del límite superior (50 pu; $R = 2$ %) y el aporte coincide con la reserva fotovoltaica agregada, es decir, las plantas entregan toda su reserva fotovoltaica. Fuente: elaboración propia a partir de Python y DIgSILENT PowerFactory. Parámetros y aportes según la tabla de síntesis de resultados de sintonización.

Configuración y reproducibilidad de la sintonización

La Tabla D.4 reúne los datos necesarios para repetir la sintonización. La implementación utiliza la biblioteca MVMO 1.1.0 con los parámetros de la Tabla 4.2; los demás parámetros del algoritmo, como el tamaño del archivo de soluciones y el factor de forma, conservan los valores por defecto de esa versión. El código entregado con la memoria fija la semilla de los generadores aleatorios de Python y de NumPy, y registra cada evaluación.

Tabla D.4: Datos de reproducibilidad de la sintonización con MVMO.

Elemento	Valor
Software	DIgSILENT PowerFactory 2024 SP1; Python 3.12; biblioteca MVMO 1.1.0; NumPy y pandas
Parámetros de MVMO	Población 15; 60 actualizaciones; `num_mutation` = 2; demás parámetros por defecto
Semilla	Fijada en `random` y `numpy.random` al inicio de cada ejecución
Función objetivo	Aporte medio en $[1, 11]$ s menos la penalización con $\alpha_{\text{def}} = 200$ y $\alpha_{\text{exc}} = 180$
Tiempo de cómputo	Cerca de 16 s por evaluación
Registros	Estatismos, función objetivo, aporte a los 10 s y tiempo de cada evaluación

Fuente: elaboración propia.

Para evaluar la dispersión del procedimiento, la condición del escenario 1, D40, se repitió con 11 semillas (0 a 10), con el mismo presupuesto de 76 evaluaciones. La Tabla D.5 presenta los resultados.

Tabla D.5: Resultado de MVMO por semilla, escenario 1, D40.

Semilla	F	D_{CEME} [pu]	D_{Usya} [pu]	D_{Sol} [pu]	Aporte [MW]	Desvío [MW]
0	13,57	13,27	13,46	13,46	134,21	−0,39
1	−21,32	12,50	12,50	14,97	134,04	−0,56
2	−158,15	12,50	24,65	12,50	135,99	1,39
3	−420,89	12,50	50,00	12,50	137,48	2,88
4	−120,25	12,50	14,89	14,88	135,78	1,18
5	−371,69	13,65	12,50	12,50	132,29	−2,31
6	−334,01	12,50	14,47	14,02	132,48	−2,12
7	−7,62	12,50	23,67	12,50	135,15	0,55
8	−420,89	12,50	50,00	12,50	137,48	2,88
9	−87,76	13,72	13,72	12,50	133,70	−0,90
10	−329,06	14,46	12,50	12,50	136,95	2,35
Mediana	−158,15				135,15	|1,39|

Nota: desvío = aporte a los 10 s menos $R_{95,\text{agg}} = 134{,}60$ MW. Fuente: elaboración propia a partir de Python y DIgSILENT PowerFactory.

El aporte agregado es reproducible: con las 11 semillas queda entre 132,29 y 137,48 MW, a menos de 3 MW (2,1 %) de la reserva comprometida, con un desvío mediano de 1,39 MW (1,0 %). La función objetivo, en cambio, se dispersa, porque la penalización multiplica

cada MW de desvío por 180 o 200. El reparto entre plantas también varía: el estatismo de Usya va de 12,5 a 50 pu con aportes parecidos, porque Usya es la planta de menor tamaño. Por esta razón, los estatismos reportados se interpretan como estatismos ajustados para cada condición y no como un óptimo único. Estos resultados describen la dispersión del procedimiento con el presupuesto adoptado y no permiten afirmar convergencia global.

Anexo E:
Resultados de las simulaciones dinámicas en el SEN

Este anexo reúne los indicadores agregados de las 36 simulaciones RMS presentadas en el Capítulo 5. Las tablas se organizan por contingencia y escenario: las Tablas E.1 a E.3 corresponden a San Isidro II y las Tablas E.4 a E.6, a MAPA TG8. En cada tabla, el caso 1 corresponde a los estatismos base y el caso 2, a los estatismos ajustados. El detalle por planta de cada simulación, junto con las curvas temporales de frecuencia y potencia, se presenta en el documento complementario *Anexo de resultados detallados por planta*, entregado junto con esta memoria.

Todas las simulaciones aplican la contingencia en $t_0 = 1$ s y se extienden hasta 61 s. Los indicadores se definen en la Sección 4.7.5:

- f_{nadir} y t_{nadir}: frecuencia mínima y tiempo en que se alcanza, medido desde la contingencia;
- RoCoF: tasa de cambio de la frecuencia en la ventana de 0,5 s posterior a la contingencia;
- f_{60} y t_{est}: frecuencia a los 60 s y tiempo de establecimiento en la banda de ± 20 mHz;
- $\Delta P_{\text{FV},10}$, $\Delta P_{\text{Sync},10}$ y $\Delta P_{\text{total},10}$: aporte fotovoltaico en el POI, aporte síncrono y aporte total a los 10 s;
- C_{10}: cobertura de la reserva comprometida, $\Delta P_{\text{FV},10}/R_{95,\text{agg}}$;
- $\Delta P_{\text{FV},60}$: aporte fotovoltaico a los 60 s.

Como referencia, en el escenario 0 el nadir alcanza 48,8997 Hz ante San Isidro II y 49,5195 Hz ante MAPA TG8, con un aporte síncrono a los 10 s de 257,84 y 101,38 MW, respectivamente.

Tabla E.1: Resultados dinámicos del escenario 1 ante San Isidro II (397 MW).

Desp.	**Caso**	f_{nadir} [Hz]	t_{nadir} [s]	RoCoF [Hz/s]	f_{60} [Hz]	t_{est} [s]	R_{95} [MW]	$\Delta P_{\text{FV},10}$ [MW]	C_{10} [%]	$\Delta P_{\text{Sync},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{total},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{FV},60}$ [MW]
D30	1	49,2419	6,10	−0,3250	49,5675	38,28	189,81	171,90	90,6	167,50	339,40	131,06
	2	49,2332	6,11	−0,3252	49,5596	38,80	189,81	170,90	90,0	168,90	339,80	126,58
D40	1	49,2339	6,19	−0,3192	49,5660	39,47	134,60	169,70	126,1	169,80	339,50	130,97
	2	49,1617	6,42	−0,3225	49,5166	40,91	134,60	134,40	99,9	189,30	323,70	100,36
D50	1	49,2260	6,18	−0,3173	49,5606	39,56	79,38	167,40	210,9	164,50	331,90	128,43
	2	49,1512	6,76	−0,3211	49,5106	41,17	79,38	133,50	168,2	184,80	318,30	97,35

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla E.2: Resultados dinámicos del escenario 2 ante San Isidro II (397 MW).

Desp.	**Caso**	f_{nadir} [Hz]	t_{nadir} [s]	RoCoF [Hz/s]	f_{60} [Hz]	t_{est} [s]	R_{95} [MW]	$\Delta P_{\text{FV},10}$ [MW]	C_{10} [%]	$\Delta P_{\text{Sync},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{total},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{FV},60}$ [MW]
D30	1	49,2421	6,12	−0,3254	49,5676	38,15	189,81	165,17	87,0	169,46	334,63	131,21
	2	49,2885	6,80	−0,3160	49,6000	42,25	189,81	172,45	90,9	160,61	333,06	149,93
D40	1	49,2315	6,82	−0,3192	49,5674	39,23	134,60	146,33	108,7	174,52	320,85	130,53
	2	49,1738	6,67	−0,3215	49,5281	41,56	134,60	134,36	99,8	187,21	321,57	107,21
D50	1	49,1819	7,18	−0,3165	49,5414	44,40	79,38	126,69	159,6	181,06	307,75	113,75
	2	49,1490	6,78	−0,3181	49,5103	40,98	79,38	123,78	155,9	187,04	310,82	97,36

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla E.3: Resultados dinámicos del escenario 3 ante San Isidro II (397 MW).

Desp.	**Caso**	f_{nadir} [Hz]	t_{nadir} [s]	RoCoF [Hz/s]	f_{60} [Hz]	t_{est} [s]	R_{95} [MW]	$\Delta P_{\text{FV},10}$ [MW]	C_{10} [%]	$\Delta P_{\text{Sync},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{total},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{FV},60}$ [MW]
D30	1	49,2196	6,20	−0,3254	49,5547	39,70	189,81	162,69	85,7	173,49	336,18	123,35
	2	49,2855	6,46	−0,3192	49,6021	40,64	189,81	179,46	94,5	159,56	339,02	152,12
D40	1	49,2033	6,68	−0,3192	49,5497	39,47	134,60	142,09	105,6	182,29	324,38	120,58
	2	49,1663	6,67	−0,3212	49,5216	41,31	134,60	135,80	100,9	188,44	324,24	103,87
D50	1	49,1258	7,72	−0,3166	49,5109	44,18	79,38	95,68	120,5	196,60	292,28	93,85
	2	49,1354	8,11	−0,3022	49,5143	46,08	79,38	95,68	120,5	193,31	288,99	95,66

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla E.4: Resultados dinámicos del escenario 1 ante MAPA TG8 (166 MW).

Desp.	**Caso**	f_{nadir} [Hz]	t_{nadir} [s]	RoCoF [Hz/s]	f_{60} [Hz]	t_{est} [s]	R_{95} [MW]	$\Delta P_{\text{FV},10}$ [MW]	C_{10} [%]	$\Delta P_{\text{Sync},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{total},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{FV},60}$ [MW]
D30	1	49,6634	6,15	−0,1438	49,8107	27,18	189,81	75,88	40,0	62,38	138,26	52,34
	2	49,6583	6,36	−0,1440	49,8081	27,97	189,81	73,55	38,7	63,85	137,40	50,44
D40	1	49,6628	6,20	−0,1419	49,8105	27,05	134,60	76,10	56,5	62,56	138,66	52,40
	2	49,6282	6,99	−0,1432	49,7928	31,39	134,60	58,56	43,5	72,54	131,10	39,15
D50	1	49,6623	6,20	−0,1407	49,8105	27,47	79,38	76,43	96,3	56,83	133,26	52,55
	2	49,6235	6,99	−0,1419	49,7905	31,76	79,38	56,65	71,4	68,08	124,73	37,73

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla E.5: Resultados dinámicos del escenario 2 ante MAPA TG8 (166 MW).

Desp.	**Caso**	f_{nadir} [Hz]	t_{nadir} [s]	RoCoF [Hz/s]	f_{60} [Hz]	t_{est} [s]	R_{95} [MW]	$\Delta P_{\text{FV},10}$ [MW]	C_{10} [%]	$\Delta P_{\text{Sync},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{total},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{FV},60}$ [MW]
D30	1	49,6634	6,37	−0,1441	49,8109	27,31	189,81	75,88	40,0	62,40	138,28	52,33
	2	49,7313	5,29	−0,1410	49,8478	16,70	189,81	107,73	56,8	42,35	150,08	79,83
D40	1	49,6628	6,20	−0,1419	49,8105	27,05	134,60	76,09	56,5	62,56	138,66	52,40
	2	49,6394	6,66	−0,1429	49,7979	30,53	134,60	63,93	47,5	69,41	133,34	42,95
D50	1	49,6623	6,20	−0,1407	49,8105	27,47	79,38	76,43	96,3	56,83	133,26	52,55
	2	49,6235	6,99	−0,1419	49,7905	31,76	79,38	56,64	71,4	68,08	124,72	37,73

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla E.6: Resultados dinámicos del escenario 3 ante MAPA TG8 (166 MW).

Desp.	**Caso**	f_{nadir} [Hz]	t_{nadir} [s]	RoCoF [Hz/s]	f_{60} [Hz]	t_{est} [s]	R_{95} [MW]	$\Delta P_{\text{FV},10}$ [MW]	C_{10} [%]	$\Delta P_{\text{Sync},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{total},10}$ [MW]	$\Delta P_{\text{FV},60}$ [MW]
D30	1	49,6629	6,36	−0,1441	49,8108	26,57	189,81	74,70	39,4	62,85	137,55	52,29
	2	49,7085	5,56	−0,1425	49,8337	19,90	189,81	96,77	51,0	49,33	146,10	69,42
D40	1	49,6572	6,45	−0,1419	49,8101	28,24	134,60	72,03	53,5	64,61	136,64	51,79
	2	49,6390	6,94	−0,1428	49,7997	29,39	134,60	62,64	46,5	69,84	132,49	44,20
D50	1	49,6496	6,54	−0,1407	49,8057	28,90	79,38	69,50	87,6	60,75	130,26	48,92
	2	49,7384	6,47	−0,1362	49,8600	21,32	79,38	95,65	120,5	40,15	135,80	90,68

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

Anexo F:
Evaluación exploratoria de una contingencia de transmisión

Este anexo presenta, de forma complementaria y con carácter exploratorio, la respuesta del portafolio fotovoltaico ante una contingencia de transmisión. Los resultados de las contingencias de generación, que constituyen el núcleo de la memoria, se encuentran en el Capítulo 5 y en el Anexo E.

Como complemento a las contingencias de generación, se simuló la apertura del circuito 1 de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico en $t = 1$ s, con el despacho D50 y el modelo del SEN utilizado en el Capítulo 5. El objetivo es observar cualitativamente la respuesta del portafolio ante una perturbación que no produce una pérdida directa de generación. Por su carácter exploratorio, los resultados no se utilizan para establecer conclusiones equivalentes a las de las contingencias de generación (Anexo E).

Tras la apertura, la frecuencia del SEN aumenta de forma gradual, llegando a 50,107 Hz en $t = 11{,}25$ s (Figura F.1). Esta elevación se atribuye, como hipótesis, a una reducción de la demanda asociada a la redistribución de tensiones y a la dependencia de tensión de las cargas; esta explicación no fue verificada mediante un análisis específico de la demanda. Una vez superada la banda muerta de ±25 mHz, los tres parques reducen su inyección (Figura F.2); la reducción comienza en torno a $t \approx 3{,}2$ s. El aporte a los 10 s posteriores a la contingencia se evalúa en $t = 11$ s, con la misma definición del resto de la memoria (ecuación (4.23)): potencia en el punto de interconexión en $t_c + 10$ s menos la potencia previa a la contingencia. En ese instante la potencia del portafolio disminuye en el orden de 12 MW, según la Tabla F.1.

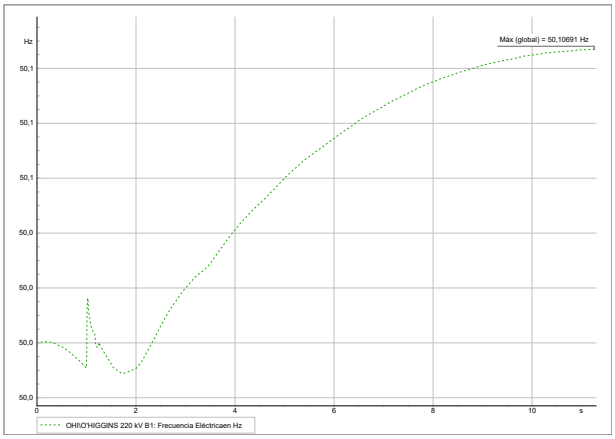


Figura F.1: Frecuencia en la barra O'Higgins 220 kV ante la apertura del circuito 1 de la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico.

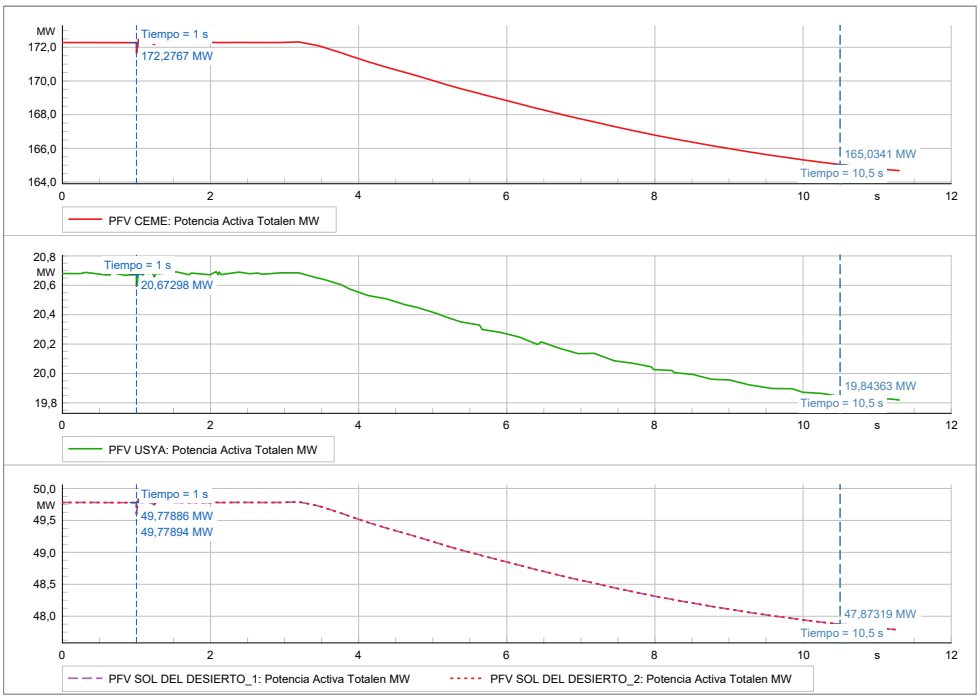


Figura F.2: Potencia activa de los parques CEME 1, Usya y Sol del Desierto (unidades 1 y 2) ante la misma contingencia.

Tabla F.1: Potencia activa de los PFV ante la apertura de la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar–Polpaico.

Planta	$P(t_c^-)$ **[MW]**	$P(t_c + 10\,\mathrm{s})$ **[MW]**	ΔP **[MW]**
CEME 1	172,28	165,03	−7,24
Usya	20,67	19,84	−0,83
Sol del Desierto (SOL_1+SOL_2)	99,56	95,75	−3,81
Portafolio	292,51	280,62	−11,88

Fuente: elaboración propia a partir de simulaciones RMS en DIgSILENT PowerFactory.

La simulación se interrumpió en $t = 11{,}3$ s por no convergencia numérica del sistema de ecuaciones, 0,3 s después del instante de evaluación del aporte ($t = 11$ s); por ello, la frecuencia no alcanza un máximo ni se observa su estabilización, y estos resultados se limitan al intervalo de 0 a 11 s.