

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO



**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN
LA RESERVA RODANTE DEL PARQUE GENERADOR
NACIONAL POR LA INCLUSIÓN DE UNIDADES
GENERADORAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

PRESENTADO POR:

YIMI ALEXANDER GALLEGOS INTERIANO

CECILIA MARIA PORTILLO RIVAS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2022

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE POSGRADO

DIRECTOR:

MSc. MANUEL ROBERTO MONTEJO SANTOS

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

Título :

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO
EN LA RESERVA RODANTE DEL PARQUE GENERADOR
NACIONAL POR LA INCLUSIÓN DE UNIDADES
GENERADORAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

Presentado por:

YIMI ALEXANDER GALLEGOS INTERIANO

CECILIA MARIA PORTILLO RIVAS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

JOSE LUIS REGALADO MORATAYA

SAN SALVADOR, ABRIL 2022

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

JOSE LUIS REGALADO MORATAYA

Contenido

Resumen Ejecutivo.....	1
Glosario	3
Capítulo 1. Introducción.....	5
1.1 Justificación del trabajo de graduación.....	5
1.2 Planteamiento del problema.....	6
1.3 Objetivos.....	8
1.3.1 Objetivo general	8
1.3.2 Objetivos específicos	8
Capítulo 2. Marco conceptual	9
2.1 La reserva rodante.....	9
2.2 La regulación primaria.....	11
2.3 La regulación secundaria	13
2.4 Factores que impactan en la reserva rodante	16
2.4.1 Respuesta en frecuencia en operación normal.....	16
2.4.2 Respuesta en frecuencia ante un evento	17
2.4.3 Impacto de la generación eólica y solar.....	19
2.4.4 Aporte a la respuesta en frecuencia de plantas fotovoltaicas	20
2.4.5 Respuesta en frecuencia de plantas eólicas en el sistema de potencia	22
Capítulo 3. Marco regulatorio	24
3.1 Componentes del Mercado Eléctrico Salvadoreño.....	24
3.1.1 La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).....	24
3.1.2 La Unidad de Transacciones (UT).....	24
3.1.3 Ente Operador Regional (EOR).....	25
3.1.4 Consejo Nacional de Energía (CNE).....	25
3.2 Despacho de generación del Sistema Eléctrico salvadoreño	25
3.2.1 Características del mercado eléctrico salvadoreño.....	26
3.2.2 Despacho económico de energía en El Salvador.....	27
3.2.3 Reserva rodante como parte del despacho.....	28
3.3 Regulación del Mercado Eléctrico Salvadoreño.....	28
3.3.1 Regulación de la reserva rodante de acuerdo al ROBCP	29

3.3.2	Regulación de la reserva rodante de acuerdo al RMER	30
3.3.3	Estudios de desempeño mínimos.....	32
Capítulo 4.	Estudios para la evaluación del impacto en la reserva rodante	33
4.1	Análisis del impacto de la integración de 100MW de energía renovable no convencional (fotovoltaica/eólica) en la reserva rodante del sistema eléctrico de El Salvador realizado por MPE	34
4.1.1	Recolección y procesamiento de los datos	36
4.1.2	Cálculo de la demanda residual	39
4.1.3	Cálculo de los errores de pronóstico.....	40
4.1.4	Estimación del despacho de generación	42
4.1.5	Evaluación de la reserva rodante	42
4.2	Análisis del desempeño de la reserva rodante del sistema eléctrico de potencia de El Salvador ante la integración de energías renovables no convencionales (eólica y solar fotovoltaica) realizado por Tetra Tech.....	44
4.2.1	Determinación de los escenarios	45
4.2.2	Determinación de la reserva rodante	46
4.2.3	Cálculo de la variación total	46
4.2.4	Construcción de la función de distribución de la variación de la demanda total.....	47
4.2.5	Análisis de sensibilidad de la función de distribución	50
4.2.6	Evaluación de los escenarios	52
4.3	Estándares internacionales para la evaluación del desempeño de la reserva rodante... ..	52
4.3.1	Normas del rendimiento de control (CPS1 y CPS2)	53
4.3.2	Límites del ACE para las áreas de control	54
4.3.3	Estándar de control de disturbios	55
4.3.4	Estándares propuestos	56
Capítulo 5.	Análisis de las metodologías para la evaluación del impacto en la reserva rodante por la inclusión de generación renovable no convencional	58
5.1	Metodología de MPE	58
5.1.1	Análisis general	58
5.1.2	Variables críticas	59
5.1.3	Interpretación de los resultados	62
5.2	Metodología de Tetra Tech.....	66

5.2.1	Análisis general	66
5.2.2	Variables críticas	68
5.2.3	Interpretación de los resultados	70
5.3	Metodología NERC	71
5.3.1	Análisis general	71
5.3.2	Variables críticas	71
5.3.3	Interpretación de los resultados	74
5.4	Tabla comparativa de las 3 metodologías	75
5.5	Propuesta metodológica	77
5.5.1	Procedimiento para cuantificar el impacto de la ERNC en base a las variables críticas... ..	78
Capítulo 6.	Conclusiones y Recomendaciones	83
6.1	Conclusiones	83
6.2	Recomendaciones	84
Bibliografía	86

Índice de Figuras

Figura 2-1. Respuesta característica del control de regulación primaria de un generador ...	12
Figura 2-2. Tiempo de reacción de reserva inercial	17
Figura 2-3. Proceso de operación ineficiente en plantas fotovoltaicas.....	22
Figura 4-1. Relación irradiación/temperatura/potencia.	37
Figura 4-2. Curva de potencia de la planta eólica.	39
Figura 4-3. Curva ideal versus medición real de generación solar.....	41
Figura 4-4. Distribución gaussiana.....	48
Figura 4-5. Función de distribución acumulada	49
Figura 4-6. Función de distribución de la variación de la demanda total.....	50
Figura 4-7. Análisis de sensibilidad	51
Figura 4-8. Estructura de los tipos de reservas	56
Figura 5-1. Mapa de variables de la metodología presentada por Obert & Poller 2014	60
Figura 5-2. Metodología MPE adaptada.....	61
Figura 5-3. Rapidez de la reserva rodante sin y con ERNC	65
Figura 5-4. Variables críticas de la metodología Tetra Tech	68
Figura 5-5. Función de distribución acumulada de la variación de la demanda total	81

Índice de Tablas

Tabla 4-1. Datos recolectados metodología MPE	36
Tabla 4-2. Casos analizados para el estudio de Tetra Tech (Tetra Tech, 2015).....	45
Tabla 5-1. Resultados de la evaluación de la reserva rodante en porcentajes	63
Tabla 5-2. Resultados de la evaluación de la reserva rodante en horas.....	64
Tabla 5-3. Niveles de reserva necesarios.....	64
Tabla 5-4. Resultados de la ROR secundaria y Pr para los casos con ERNC	70
Tabla 5-5. Resumen comparación de las 3 metodologías	76

Agradecimientos

Agradecemos a los profesores y colaboradores del programa de maestría en Energías Renovables y Medio Ambiente de la Universidad de El Salvador, por su continuo apoyo, esfuerzo y dedicación a la educación superior, especialmente a nuestro supervisor el ing. José Luis Regalado Morataya por haber confiado en nosotros para el desarrollo de este tema.

Cecilia Portillo y Yimi Gallegos

Resumen Ejecutivo

Los recursos renovables se han integrado rápidamente en la generación de electricidad mundial. Su uso ha traído un alivio a la contaminación por el uso de combustibles fósiles, pero también la variabilidad del recurso puede tener repercusiones en la operación diaria del sistema eléctrico de un país, especialmente cuando la penetración en la matriz energética aumenta. En El Salvador esta penetración ha venido aumentando en los últimos años gracias al apoyo de las instituciones y la política energética enfocada en la integración de Energías Renovables no Convencionales, en adelante ERNC.

Este trabajo de graduación comienza presentando las definiciones y conceptos básicos para entender como las ERNC pueden impactar la operación diaria del sistema eléctrico, específicamente, en la reserva rodante de la regulación de frecuencia, uno de los parámetros más importantes para la seguridad operativa de un sistema de potencia. Normalmente, en un sistema de potencia existen desbalances demanda/generación que suceden naturalmente, por esto el sistema debe estar preparado para contener y restaurar este balance sin comprometer el valor nominal de frecuencia. Para ello los sistemas de potencia cuentan con una reserva de potencia, conocida como reserva rodante, que depende de las máquinas que proveen la generación eléctrica. El segundo capítulo explica cómo las máquinas de generación proveen esta reserva rodante y cuáles son los parámetros que pueden afectarse con la integración de ERNC. En el tercer capítulo se abarca el marco regulatorio salvadoreño, bajo el cual se debe regir la operación del sistema en lo que concierne a la reserva rodante. Además, se define la reserva rodante como parte del proceso diario de la programación del despacho y se observan las regulaciones que se aplican.

Los estudios realizados para determinar el impacto de las ERNC en el sistema eléctrico salvadoreño son sintetizados en el capítulo 4; el objetivo de este capítulo es describir las metodologías lo más detalladamente posible para que puedan ser replicada fácilmente. Además, se presenta el estándar CPS que es la normativa aplicada para evaluar la regulación secundaria de las interconexiones de Estados Unidos.

En el estudio del consultor MPE, la metodología analizó el impacto de integrar 100 MW de ERNC en el sistema eléctrico de El Salvador haciendo uso del concepto de la demanda residual (demanda residual = demanda neta menos generación eólica y solar) y con esto determinar el impacto en la capacidad del sistema en cubrir los errores de pronóstico de la demanda residual y la capacidad del sistema de cubrir las rampas de seguimiento de la demanda.

Por otro lado, la metodología del consultor Tetra Tech utiliza los conceptos de probabilidad para obtener la función de distribución acumulada para la variación de la demanda total. Esta variación de la demanda total incluye la variabilidad natural de la demanda, la variabilidad de las ERNC, y el Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) un parámetro del control secundario de frecuencia. Dentro de la función de distribución acumulada se obtiene el valor de variación de demanda total (nombrado Reserva Rodante Necesaria) que se debe cubrir con una certeza o probabilidad muy cercana al 100%.

El capítulo 5 ofrece un análisis de las metodologías de forma que se vinculen las definiciones teóricas expuestas en el capítulo 2 y con las metodologías descritas en el capítulo 4: se enfoca especialmente en describir y delimitar las variables críticas de cada metodología. Además, ofrece un análisis más profundo en la interpretación de resultados y una tabla comparativa de las metodologías provistas. Por último, se presenta la propuesta metodológica de este trabajo de graduación, basándose en la metodología de Tetra Tech y ampliándola con recomendaciones sobre el tratamiento de datos.

En el capítulo 6 se concluye que las metodologías fueron descritas y analizadas detalladamente para garantizar su replicabilidad y que si bien ambas metodologías tienen bases técnicas sólidas es recomendable utilizar una metodología que incluya la variable ACE, debido a su importancia en la regulación secundaria de un sistema interconectado como es el caso de El Salvador.

Glosario

ACE:	Area Control Error
AGC:	Automatic Generation Control
CNE:	Consejo Nacional de la Energía
CPF:	Control Primario de Frecuencia
CPS:	Control Performance Standard
CSF:	Control Secundario de Frecuencia
DCS:	Disturbance Control Standard
EOR:	Ente Operador Regional
ERNC:	Energía Renovable no convencional
MER:	Mercado Eléctrico Regional
MRS:	Mercado Regulador del Sistema
NERC:	North American Electric Reliability Corporation
OS/OM:	Operador del Sistema/Operador del Mercado
PM:	Participante del Mercado
Pr:	Probabilidad Requerida
RMER:	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROBCP:	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción
ROR:	Reserva Operativa Rodante

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

SER: Sistema Eléctrico Regional

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

UT: Unidad de Transacciones

Capítulo 1. Introducción

1.1 Justificación del trabajo de graduación

El interés por incorporar las energías renovables en la matriz energética mundial ha incrementado considerablemente en las últimas décadas. La participación de las energías renovables en el suministro energético mundial en 1990 era 12.55%, mientras que en 2019 esta participación fue 14.09% (International Energy Agency, 2022). Este incremento representa el seguimiento del crecimiento natural de la demanda más la incorporación de nuevos proyectos. El aumento no solo se debe a la naturaleza del recurso como renovable sino también a las consecuencias adversas del uso de combustibles fósiles y su impacto en el cambio climático. Además, uno de los mayores obstáculos que estas tecnologías enfrentaban era su poca competitividad con tecnologías más maduras, sin embargo, esto ha ido cambiando a través de los años y actualmente la energía renovable están siendo más económicamente accesible (Deloitte Development LLC, 2018).

Este contexto ha llevado a la consolidación de las energías renovables como fuente segura de suministro energético y ha hecho que varios países opten por invertir en estos proyectos, como es el caso de Costa Rica, España o Alemania. En el caso de El Salvador, el país requerirá una alta demanda de energía, ya que se prevé que el gasto energético aumente naturalmente debido al crecimiento de la población, a esto se sumará el desarrollo económico y la consolidación de la era digital y de las comunicaciones que depende de un alto consumo energético.

Para el año 2021 la matriz de generación de energía eléctrica de El Salvador se distribuyó de la siguiente manera: generación con recurso hídricos con un 32.99%, un 27.03% de la generación total corresponde a recurso geotérmico y 15.93% corresponde a generación por quema de combustibles fósiles, el porcentaje restante (24%) se reparten en generación a través de recursos renovables no convencionales, entre los cuales están la solar fotovoltaica, eólica y biomasa (Consejo Nacional de Energía, 2022).

Respecto a la capacidad instalada total de El Salvador, para 2019, las energías renovables, tomando en cuenta la energía hidroeléctrica, la biomasa, la energía solar fotovoltaica (FV) y

la geotérmica, alcanzaron un 64.3 %. Es importante notar que la tecnología solar es la que ha tenido mayor crecimiento el país llegando a 273 megavatios (MW) en 2019 (IRENA, 2020).

El Consejo Nacional de Energía (CNE) ha desarrollado e implementado varias políticas energéticas que han permitido la integración incremental de las energías renovables y se encuentra actualmente desarrollando una política energética nacional con el objetivo de reducir la tarifa de electricidad mediante el aumento de generación eléctrica renovable, y a la vez reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles. Para el año 2026 se prevé la adición en la capacidad instalada de pequeñas centrales hidroeléctricas, central eólicas y solares fotovoltaicas e instalaciones nuevas debido al potencial de energía solar del país (IRENA, 2020).

Los recursos renovables de generación presentan una serie de características, como la variabilidad temporal y geográfica, que plantean retos importantes al convertirse en una opción de suministro eléctrico para el país. Estos impactos muy relevantes para la operación de sistemas eléctricos, pueden ir desde necesitar un mayor requerimiento de reserva rodante en el sistema para garantizar la seguridad operativa hasta cambios en la planificación de la red de transporte de electricidad.

El propósito principal de este trabajo de graduación es desarrollar indicadores que sirvan de herramienta para medir el impacto que pueden tener la penetración de las ERNC con el fin de tomar las medidas adecuadas y que la seguridad operativa del sistema de potencia de El Salvador no se vea afectado de manera significativa.

1.2 Planteamiento del problema

Para el año 2020 El Salvador contaba con una capacidad instalada de 2360 MW de los cuales 474 MW provienen de energía fotovoltaica y 36 de energía eólica, esto representa más del 20% del total de capacidad instalada del país (SIGET, 2021). Adicionalmente, para 2026 se prevé el incremento de hasta 350MW en energía solar y eólica (IRENA, 2020). Si bien la integración de una cantidad considerable de energía renovable beneficia al país debido a la

independencia del recurso fósil, la integración de energía renovable conlleva impactos técnicos importantes para el sistema de potencia.

Las ERNC conllevan una variabilidad natural que impactan en la operación de los sistemas de potencia. Las ERNC, debido a su intermitencia, afectan directamente la regulación de frecuencia cuando incrementan los desbalances demanda/generación y es acá donde debe entrar un valor adecuado de reserva rodante que pueda contrarrestar dichos desbalances. La reserva rodante es, normalmente un valor en MW reservados en las plantas de generación que se inyectan o retiran del sistema cuando el control de regulación de frecuencia lo solicita, las plantas eólicas y solares tradicionalmente no cuentan con valores de potencia reservados y entregan a la red toda la potencia generada. Esto quiere decir que el reemplazo de plantas tradicionales por plantas solares y eólicas conlleva el decremento de los mega watts reservados para la regulación frecuencia. Si el valor de reserva rodante es insuficiente la regulación de frecuencia se puede ver comprometida al punto de llegar a desconexiones automáticas de demanda o de generación y en casos extremos a apagones.

De esta forma, la actual alta penetración de ERNC en el sistema de El Salvador y su incremento a futuro podría llevar a comprometer la continuidad del suministro en el sistema de potencia. Por lo que determinar la reserva rodante necesaria bajo la integración de ERNC a gran escala se vuelve crítico para la integración de proyectos y la seguridad operativa del sistema. Esta evaluación se realiza a través de estudios y valoraciones de parámetros específicos del sistema de potencia. En ese sentido el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costas de Producción (ROBCP) incluye dentro de sus estudios de desempeño mínimo en el numeral 17.2.5 un "Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema" (Unidad de Transacciones UT, 2011b).

Si bien el ROBCP menciona los aspectos a considerar en el estudio, no ofrece lineamientos específicos a seguir para realizar dicha evaluación. Por esta razón, este trabajo de graduación consiste en proponer una metodología clara, concisa y aplicable para evaluar el desempeño de la reserva rodante del parque de generación nacional incluyendo la generación renovable no convencional de forma que se cuenten con los lineamientos adecuados para asegurar la robustez del sistema de potencia.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Desarrollar una metodología clara, concisa y aplicable para evaluar el desempeño de la reserva rodante del parque de generación nacional incluyendo la generación renovable no convencional.

1.3.2 Objetivos específicos

Determinar cuáles son las variables críticas a tomar en cuenta para evaluar el desempeño de la reserva rodante.

Elaborar un procedimiento claro para el cálculo de las variables críticas de la evaluación de la reserva rodante.

Elaborar un procedimiento claro para cuantificar el impacto de la ERNC (Energía Renovable No Convencional) en la reserva rodante del parque de generación de El Salvador con base en las variables críticas de evaluación del desempeño de la reserva rodante.

Capítulo 2. Marco conceptual

2.1 La reserva rodante

En un sistema eléctrico de potencia hay dos parámetros fundamentales que se deben regular y controlar con el objetivo de mantener la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico, estos son la frecuencia y el voltaje. Estos parámetros deben mantenerse dentro de márgenes operativos en todo momento, además de recuperarse rápidamente cuando ocurren contingencias en el sistema (Kundur et al., 1994; Ledesma, 2008; Makarov et al., 2010).

El presente documento se enfocará en uno de los aspectos más importantes para la mantener el control o regulación de la frecuencia, la reserva rodante. Para abordar el concepto de reserva rodante, primero se debe comprender como funciona la regulación de frecuencia de un sistema de potencia. Como se mencionaba, la frecuencia de la onda de voltaje del sistema debe permanecer dentro de límites estrictos para que el suministro eléctrico tenga la calidad adecuada y cumpla con estándares o reglamentos nacionales y regionales.

El valor de la frecuencia de un sistema está íntimamente ligado al balance demanda/generación. En estado estacionario, sin disturbios, todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (60 Hz en El Salvador). Mientras se mantenga el estado estacionario, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado la potencia eléctrica demandada en el sistema aumenta, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, estos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente (Kundur et al., 1994).

Es decir, mientras un sistema opera en estado estacionario, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por la demanda, descontando las pérdidas. Si aumenta la potencia eléctrica consumida por la demanda, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda sólo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas.

La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que cae la frecuencia eléctrica del sistema (Ledesma, 2008). Con lo anterior se observa la necesidad de un sistema de control que regule la potencia mecánica entrante a los generadores síncronos, de manera que la frecuencia del sistema se mantenga estable al variar la demanda. Este sistema de control existe en todos los sistemas eléctricos y trata de mantener una frecuencia de referencia.

El elemento básico para ejercer este control de frecuencia, también conocido como control frecuencia-potencia, en un sistema eléctrico es el generador síncrono. En el conjunto turbina-generador, la válvula de admisión a la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono. En este sistema se emplea como entrada la velocidad de giro del eje. Otra entrada al sistema es la consigna de potencia, recibida desde el exterior de la planta y la variable sobre la que actúa el control es siempre la válvula de admisión a la turbina.

En los sistemas de potencia, el control de frecuencia debe cumplir los siguientes objetivos (Ledesma, 2008; North American Electric Reliability Corporation NERC, 2004; Unidad de Transacciones UT, 2011a):

- Mantener el equilibrio entre generación y demanda
- Mantener la frecuencia de referencia en el sistema
- Cumplir los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas
- Mantener la suficiente energía de reserva
- Cumplir con el marco regulatorio vigente

Es importante mencionar que las variaciones en el balance generación/demanda son naturales a los sistemas de potencia y se deben principalmente a las entradas y salidas de demanda en el sistema, estas variaciones pequeñas son imposibles de predecir con exactitud, por lo cual, la reserva rodante debe estar diseñada para responder a un porcentaje seguro del total de estas variaciones. La variabilidad del sistema además se puede ver afectada por otros componentes como la variabilidad de los intercambios en conexiones con otros países y la variabilidad de energía renovable no convencional que puede disminuir o aumentar repentinamente. De este

modo, en el control de frecuencia se debe tener en cuenta cubrir la totalidad de la variabilidad de sistema, que se conoce como variación total del sistema.

El Salvador, de acuerdo a su regulación nacional a través del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), divide el control frecuencia en 2 niveles: regulación primaria, y regulación secundaria bajo AGC, estas dos forman la Reserva Rodante (Unidad de Transacciones UT, 2011a). Cada uno de estos niveles opera en tiempos y con características diferentes. De acuerdo al ROBCP la Reserva Rodante, es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema. Se calcula como la diferencia entre su potencia máxima neta y la potencia despachada.

2.2 La regulación primaria

La Regulación Primaria de Frecuencia es la regulación automática rápida de frecuencia cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y retiro ante las variaciones normales entre la generación y la demanda. Se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su generación (Unidad de Transacciones UT, 2011a).

El control primario es el más rápido, operando, generalmente en un margen de tiempo de entre 1 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono y depende de la acción del regulador de velocidad de las maquinas generadoras convencionales (conjunto turbina-generador), actuando sobre las válvulas de admisión de la turbina, modificando así la velocidad de giro del eje (Ledesma, 2008).

La respuesta de la regulación primaria dependerá siempre de dos factores:

- El ajuste de la banda muerta
- El estatismo en los reguladores de velocidad.

nominal (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2019). De no existir ninguna acción adicional, con la acción de la regulación primaria la frecuencia se estabilizará en un nuevo valor diferente al nominal (Ledesma, 2008).

2.3 La regulación secundaria

Ante cualquier variación de la demanda, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de demanda entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

La regulación secundaria, ejecutada a través de un sistema de control denominado Control automático de la Generación (AGC, Automatic Generation Control), el cual generalmente se instala en el centro de control del sistema de potencia y funciona cuando se comunica de forma automática y remota con la máquinas de generación a las que esté conectado, manteniendo el balance demanda/generación y los intercambios programados en otras áreas de control (Makarov et al., 2010). Este es el responsable de corregir estos dos efectos anteriores, devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados (Ledesma, 2008; Obert & Pöller, 2014).

De esta forma, el ROBCP define la regulación secundaria como la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su generación programada. La regulación secundaria actúa después de la regulación primaria en un tiempo característico de respuesta de 30 segundos a 10 minutos (Unidad de Transacciones UT, 2011a).

El control automático de generación se lleva a cabo en un sistema central telecomunicado con aquellas unidades de generación que prestan servicio de regulación secundaria, además de contar con las mediciones en las líneas de interconexión con otros países.

Para el caso de El Salvador, que es parte del sistema interconectado llamado Sistema Eléctrico Regional (SER) que cuenta con 6 áreas de control, el AGC debe cumplir los siguientes objetivos:

- Mantener la frecuencia lo más cercano al valor nominal
- Mantener los niveles de intercambios entre las diferentes áreas de control. Un área de control se define como la unidad responsable de su propio balance demanda/generación (North American Electric Reliability Corporation NERC, 2004). En el caso de El Salvador cada país que conforma el Mercado Eléctrico Regional es responsable de su balance demanda/generación.
- Mantener los valores despachos económicos

Para ello, utiliza una función de cálculo del Error de Control de Área (ACE por sus siglas en inglés), el ACE se puede definir como la diferencia instantánea entre el intercambio real y programado de un área de control, tomando en cuenta el factor Bias de frecuencia y las correcciones de los errores de medición (Makarov et al., 2010). La consigna del AGC es mantener este ACE lo más cercano a 0, esta ecuación determina los desbalances entre la generación y la demanda controlada del área de control que le corresponde.

El AGC puede operar en varios modos en base a las variables que se quieran controlar, la diferencia de estos modos radica en utilizar diferentes ecuaciones para calcular el ACE, los modos más comunes se detallan a continuación (Argüello & Almeida, 2005):

- Tie Line Bias que controla de forma combinada la frecuencia y el intercambio con la ecuación de ACE como sigue:

$$ACE = (I_r - I_p) - \beta(f_r - f_p) \quad \text{Ec. 2.2 (Argüello \& Almeida, 2005)}$$

- Flat Frequency que controla únicamente la frecuencia con la ecuación de ACE como sigue:

$$ACE = \beta(f_r - f_p) \quad \text{Ec. 2.3 (Argüello \& Almeida, 2005)}$$

- Flat Tie Line que controla únicamente el intercambio con la ecuación de ACE como sigue:

$$ACE = (I_r - I_p) \quad \text{Ec. 2.4 ((Argüello \& Almeida, 2005)}$$

Donde

B = factor Bias de frecuencia (MW/Hz): es la respuesta de frecuencia natural del sistema ante variaciones en la demanda, se toma como una constante, aunque cambia levemente dependiendo del despacho de generación y los tipos de demanda conectada. Para el caso de sistemas formados por varias áreas de control (como el SER), el factor Bias puede ser del área de control o del sistema, que es la suma de los factores Bias de todas las áreas de control pertenecientes al sistema. En el caso del ACE como consigna del AGC se calcula con el factor Bias del área de control i. e. de El Salvador.

I_r = intercambio real

I_p = intercambio programado

f_r = frecuencia real

f_p = frecuencia programada

Para El Salvador y los países del SER el modo de operación del AGC es el modo Tie Line Bias. Las unidades que prestan servicio de AGC por lo general deben cumplir requisitos técnicos básicos, por ejemplo: un rango específico de estatismo, rangos de tiempo de recuperación, valores máximos y mínimos para rampas de cambio de demandas, tiempos de respuesta de las unidades, entre otros.

2.4 Factores que impactan en la reserva rodante

Como se mencionó en los apartados anteriores la respuesta en la regulación de frecuencia dependerá, entre otros, del parque de generación eléctrica, la inercia del sistema, las tecnologías de generación, los ajustes de los gobernadores o equipos de regulación en las plantas de generación, los ajustes del AGC y el intercambio de energía regional. Debido a que el objetivo del documento es evaluar el impacto en la reserva rodante de las energías renovables no convencionales, es necesario conocer cómo responde el control de frecuencia normalmente, ante un evento y cómo responden en el control de frecuencia las plantas eólicas y fotovoltaicas.

2.4.1 Respuesta en frecuencia en operación normal

En sistemas sin mucha penetración de generación eólica o solar, la reserva rodante tiene que compensar normalmente el desbalance entre la demanda pronosticada y la demanda real, las características de la demanda son las que normalmente determinan su variabilidad. El valor de reserva rodante responde al análisis de la variabilidad normal de un sistema de potencia. Para el caso de El Salvador el ROBCP establece una reserva rodante equivalente al 7% de la demanda lo que significa que el error de pronóstico de demanda (demanda real – demanda pronosticada) no debe superar ese 7% para que el sistema siempre puede operar en valores seguros y la generación pueda cubrir la variación de la demanda, el RMER por su parte establece un 5% de la demanda para todos los países del MER (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2019; Unidad de Transacciones UT, 2011a). Estos valores son un ejemplo de que valores esperar respecto a la variabilidad de la demanda.

En sistemas con una gran cantidad de ERNC, la reserva rodante debe compensar adicionalmente el error entre la generación ERNC pronosticada y real. En el corto plazo (< 5 minutos) la cantidad total de generación solar y eólica es relativamente constante. Por lo tanto, la cantidad de reserva requerida depende principalmente de asumir los peores escenarios como las salidas imprevistas de grandes plantas y no en la variabilidad del viento o de la irradiación solar. Sin embargo, en ventanas de tiempo más largas (> 5 minutos), la

generación solar y eólica tiene impacto considerable en los requerimientos de reserva rodante debido a su variabilidad y predictibilidad limitada (Obert & Pöller, 2014).

2.4.2 Respuesta en frecuencia ante un evento

Después de un desbalance mayor, la respuesta en frecuencia del sistema de potencia se puede dividir aproximadamente en tres fases principales (Rahmann & Castillo, 2014):

- La respuesta inercial (RI)
- La respuesta primaria de frecuencia (o Control Primario de Frecuencia CPF)
- La respuesta secundaria de frecuencia (o Control Secundario de Frecuencia CSF)

La figura 2-2 presenta la respuesta en la frecuencia del sistema cuando sucede la salida inesperada de una generación.

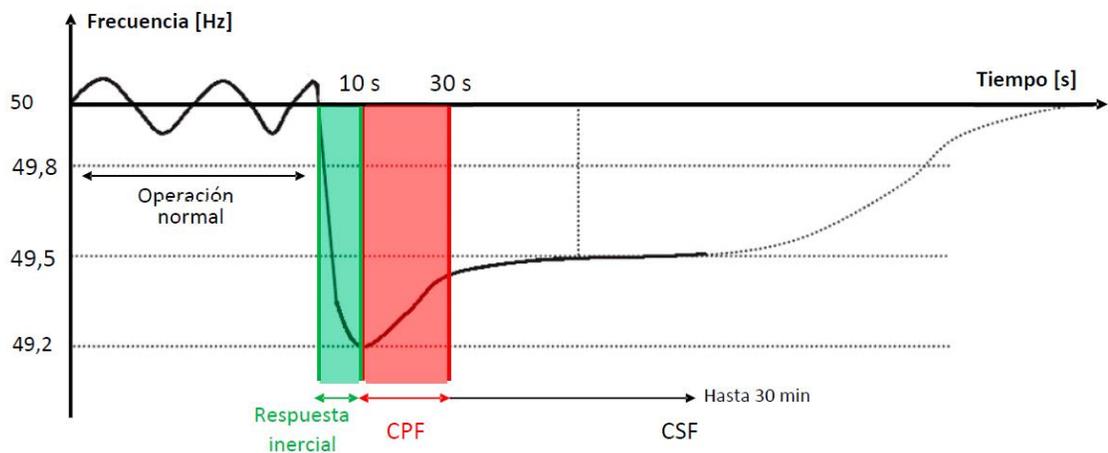


Figura 2-2. Tiempo de reacción de reserva inercial (Rahmann & Castillo, 2014)

Después del desbalance en el sistema, la frecuencia disminuirá a una razón determinada principalmente por la inercia total del sistema: entre menor sea la inercia del sistema, más rápido caerá la frecuencia. La constante inercial promedio para un sistema de potencia H_{sys} es determinada por la inercia combinada de todos los generadores rotatorios síncronos conectados al sistema de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}$$

Ec. 2.5 (Rahmann & Castillo, 2014)

Donde H_i y S_i son la constante inercial y la potencia nominal del generador “i”, respectivamente.

Inmediatamente después de una falla, los generadores síncronos no son capaces de producir instantáneamente la potencia adicional requerida para mantener el equilibrio en la potencia en el sistema debido a los retardos de tiempo en la velocidad de los gobernadores. La diferencia inicial entre la potencia generada y la demanda está cubierta por la potencia adicional extraída de la energía cinética de los generadores síncronos. Se puede considerar la contribución de un generador a la RI (Respuesta Inercial) del sistema si un cambio en la frecuencia del sistema causa un cambio en su velocidad rotacional y por lo tanto en su energía cinética. Esta contribución conduce a una reducción de la velocidad de las máquinas hasta que la razón de cambio de la frecuencia (df/dt) se vuelva cero. Este tipo de respuesta de los generadores síncronos se denomina respuesta inercial. Esta reacción natural de las máquinas síncronas es inherentemente dictado por la ecuación de oscilación:

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \text{ p. u.}$$

Ec. 2.6 (Rahmann & Castillo, 2014)

Donde H es la constante de inercia (en segundos), ω es la velocidad rotacional del generador, T_m es el torque mecánico, y T_e es el torque electromagnético.

Basado en la ecuación 2.6, los generadores síncronos proporcionan una contra respuesta durante varios segundos sin importar la diferencia que se mantenga entre la generación y el consumo. Por lo tanto, cualquier cambio súbito en la generación es compensado inicialmente con la extracción de energía cinética de las masas rotatorias de los generadores. Con la respuesta inercial, otras acciones no tomadas en cuenta por la ecuación 2.6 comienzan a afectar también el comportamiento dinámico del sistema de potencia.

Después de un retardo de algunos segundos, los gobernadores de los generadores síncronos comienzan a actuar sobre sus válvulas o compuertas. Conduciendo a un incremento en

potencia de salida de las turbinas. Por lo tanto, los generadores síncronos comenzarán a incrementar su generación hasta que el balance entre la generación y el consumo sea restaurado y la frecuencia del sistema haya sido estabilizada. Esta segunda fase es el control primario de frecuencia (regulación primaria) y está relacionado con la CPF en la figura 2-2. Esta respuesta ocurre en una ventana de tiempo de 5 a 30 s, dependiendo de las características de las unidades generadoras.

Para restaurar la frecuencia de nuevo a su valor nominal y liberar las reservas de potencia primaria utilizadas, el control secundario de frecuencia es requerido (regulación secundaria) (CSF en la figura 2-2). Esta consiste en ajustar la potencia de las unidades generadoras a su valor preconfigurado, usualmente controlado a través de un control automático de generación (AGC). Las reservas de potencia secundarias son ocupadas en 30 s después de la contingencia aproximadamente, y luego deberán estar completamente funcionales en 15 minutos. Una vez ambas acciones de control ocurran, la frecuencia del sistema será restaurada a su valor nominal.

2.4.3 Impacto de la generación eólica y solar

Como se mencionó en el apartado anterior, la respuesta inercial del sistema se debe a las masas rotatorias de los generadores convencionales y las respuestas de control de frecuencia primaria y secundaria es por lo general responsabilidad total de los generadores convencionales, por lo que el contar con generación fotovoltaica y eólica en el parque de generación de El Salvador conlleva dos consecuencias adversas a la regulación de frecuencia (Makarov et al., 2010):

- Debido al reemplazo de plantas convencionales por ERNC el sistema tiene menos inercia y las caídas de frecuencia ante eventos son más rápidas y profundas
- La generación convencional no solo debe compensar las variaciones naturales de la demanda si no que debe compensar también las variaciones de la generación solar y fotovoltaica debido a la naturaleza aleatoria de su respectivo recurso.

Por lo anterior se puede observar que definitivamente hay un impacto al incrementar la penetración solar y eólica en el parque de generación de El Salvador. Sin embargo, el objetivo del presente documento es establecer una metodología adecuada para cuantificar este impacto. Existen sistemas donde la generación eólica o solar puede aportar a la regulación de frecuencia a través de diferentes mecanismos de operación, esto se abordará en este capítulo, sin embargo, para las metodologías presentadas, no se asume que alguna de las plantas eólicas o solares cuente con dichos mecanismos.

También cabe destacar que las pautas operativas de los sistemas de potencia en el pasado determinaban que las plantas ERNC deberían desconectarse totalmente en los casos de caída de tensión en el sistema debido a que temían que las ERNC dañaran el sistema. Sin embargo, los crecientes niveles de penetración de ERNC en muchos países determinaron que esta estrategia no era viable a largo plazo debido a que limitaba considerablemente la penetración de ERNC para evitar salidas súbitas de generación significativas causadas por fallas en la red (Obert & Pöller, 2014). Por esta razón, hoy en día las ERNC deben permanecer conectadas durante fallas, esto es posible con tecnologías de electrónica de potencia modernas y con condiciones de conexión adecuadas para ERNC. Esto también indica que para los estudios de desempeño se asume que se instalaran tecnologías modernas de conexión con ERNC y por ello el impacto de la conexión de ERNC a gran escala se deberá únicamente a aspectos de predictibilidad y variabilidad y no a aspectos como la desconexión súbita de plantas.

2.4.4 Aporte a la respuesta en frecuencia de plantas fotovoltaicas

Para conseguir que las instalaciones fotovoltaicas ayuden a la estabilidad del sistema eléctrico, es necesario implementar en los inversores estrategias de operación adecuándose a las necesidades de la red. Actualmente, los inversores fotovoltaicos trabajan extrayendo a todo momento la máxima potencia disponible en el generador fotovoltaico. Sin embargo, es posible hacer que los inversores funcionen fuera del punto de máxima potencia cuando la red lo requiera, adecuando la potencia inyectada por los inversores o se puede realizar una regulación de potencia vs frecuencia.

Otro de los puntos importantes para mantener la estabilidad de la red es el aporte de potencia reactiva a la red eléctrica. Actualmente los inversores fotovoltaicos inyectan a red únicamente potencia activa, manteniendo el factor de potencia de la instalación cercano a la unidad. El motivo de controlar la potencia reactiva es mantener los valores de tensión de los nodos de la red dentro de los márgenes aceptables en el sistema.

Además de la regulación de potencia reactiva, los inversores fotovoltaicos deben soportar reducciones bruscas de tensión en la red eléctrica (huecos de tensión). Los huecos de tensión aparecen en la red bruscamente y la recuperación de los valores de tensión se produce en un breve espacio de tiempo. Para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, los inversores fotovoltaicos no deben desconectarse de la red durante este transitorio y además deben inyectar corriente reactiva durante el tiempo que dura el hueco de tensión.

Por último, las normativas toman soluciones diferentes ante la reconexión de las instalaciones fotovoltaicas tras una parada por tensión o frecuencia. Ciertas normativas, limitan mediante una rampa la inyección de potencia activa al sistema tras una parada por tensión fuera de límites, de manera que, tras conectarse a red, la planta no puede aumentar la potencia que inyecta de forma brusca. Además, cuando se produce una parada de los inversores por frecuencia fuera de rangos, algunas normativas imponen que la conexión de la planta se realice solamente cuando la frecuencia está en una banda más estrecha que la definida para la parada, de esa manera se consigue que los inversores se conecten cuando la frecuencia está estable.

2.4.4.1 Esquema de control para la Rápida Respuesta de Frecuencia (RRF) en plantas fotovoltaicas.

Similar a la mayoría de los esquemas de control de frecuencia, aplicadas a las plantas de generación eólica para la respuesta en frecuencia, en lugar de siempre extraer la potencia máxima del sol, las plantas solares pueden ser controladas para mantener reservas de potencia para la reserva rodante operándolas bajo su punto óptimo de operación (operación ineficiente). En esta forma, las plantas fotovoltaicas están habilitadas para respaldar la

respuesta de frecuencia del sistema similar a los generadores síncronos convencionales incrementado la potencia activa generada cuando la frecuencia del sistema disminuye. La operación ineficiente esta ilustrada in figura 2-3.

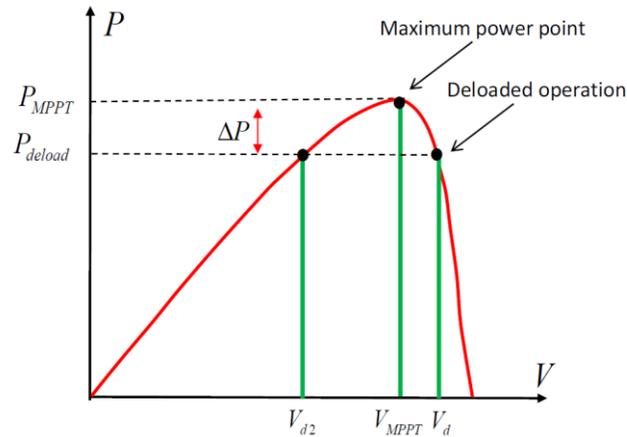


Figura 2-3. Proceso de operación ineficiente en plantas fotovoltaicas ((Rahmann & Castillo, 2014)

Como se ve en la figura 2-3 para una irradiancia y temperatura determinadas, las unidades fotovoltaicas pueden ser operadas con ineficiencia a voltaje DC reducido/incrementado con respecto al voltaje de operación óptimo (V_{MPPT}). Ambas alternativas resultan en una reducción de potencia de salida ΔP .

2.4.5 Respuesta en frecuencia de plantas eólicas en el sistema de potencia

Dada la naturaleza estocástica de la energía eólica, si se tiene una alta penetración de ella en el sistema eléctrico de potencia, el control de frecuencia puede verse significativamente afectado. La variabilidad de la velocidad del viento hace que la potencia eólica generada presente variaciones, lo cual aumenta los requerimientos del control de frecuencia del sistema y disminuye la capacidad del control de frecuencia para manejar los desbalances entre demanda y generación. Las turbinas eólicas generalmente no incluyen controladores para participar en el control primario de frecuencia en su sistema de control, esto disminuye las reservas del sistema (Agüero Vega, 2012).

Con los avances de los sistemas de control, el control de potencia activa de las plantas eólicas es posible. Las estrategias de control de potencia de los sistemas eólicos son complejas y sujeto de amplios temas de investigación, en la práctica el control automático regula variables de la configuración de las aspas (velocidad de giro, ángulo de ataque, entre otras) así como variables de la electrónica de potencia.

Capítulo 3. Marco regulatorio

3.1 Componentes del Mercado Eléctrico Salvadoreño

De acuerdo a lo indicado en la Ley General de Electricidad, el sector eléctrico salvadoreño se conforma por un Consejo Nacional de Energía, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Unidad de Transacciones y los operadores Generadores, Distribuidores, Transmisor, Comercializadores y Usuarios Finales. Bajo la regulación de SIGET se encuentran las empresas distribuidoras, la empresa transmisora y la Unidad de Transacciones (Asamblea Legislativa de El Salvador, 2017).

Además, el mercado eléctrico salvadoreño forma parte del Mercado Eléctrico Regional (MER) conformado por los mercados eléctricos de los países centroamericanos: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. El MER es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

3.1.1 La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

Es la entidad reguladora salvadoreña encargada de velar por la defensa de la competencia en los términos establecidos en la ley y determinar la existencia de condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, además de resolver los conflictos sometidos a su competencia y aplicar las sanciones correspondientes.

3.1.2 La Unidad de Transacciones (UT)

La Unidad de Transacciones es la sociedad dedicada a operar el sistema de transmisión y administrar el mercado mayorista de electricidad de El Salvador garantizando el cumplimiento del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

3.1.3 Ente Operador Regional (EOR)

Es el Organismo regional cuya función principal es la de coordinar con los entes nacionales de despacho o administradores de mercado (OS/OM) la operación integrada de los sistemas eléctricos de América Central con criterio de despacho económico; es el responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado.

3.1.4 Consejo Nacional de Energía (CNE)

El CNE es la autoridad rectora del sector energético de El Salvador, cuya responsabilidad es desarrollar la estrategia y política energética nacional promoviendo el desarrollo de la energía renovable, el uso racional de la energía, la integración de los mercados energéticos regionales y la creación de marcos normativos propicios (IRENA, 2020). Como se mencionó en el capítulo 1 el CNE ha impulsado la alta penetración de ERNC en el sistema eléctrico del país a través de políticas y herramientas como licitaciones.

3.2 Despacho de generación del Sistema Eléctrico salvadoreño

El despacho eléctrico se inicia con un periodo de planeación y división temporal. La división del periodo de planeación se define en múltiplos de días y se hace en base horaria. Dentro de una hora (intervalo), se consideran invariables las condiciones del sistema eléctrico de potencia.

La demanda en el sistema varía constantemente en el tiempo y las plantas en servicio deben seguir y cubrir instantáneamente esas variaciones, razón por la cual debe existir una excelente coordinación entre los cambios previstos según la curva de demanda resultante y la velocidad o razón de cambio con que las diferentes unidades pueden responder a dichos cambios.

Para lograr el cubrimiento de la demanda de potencia activa conectada a la red en cada instante de tiempo en forma satisfactoria, eliminando o minimizando en lo posible los riesgos de racionamiento y las pérdidas resultantes, se adaptan las unidades dispuestas para suplir la demanda mediante un proceso de optimización que cubra un periodo de tiempo adecuado de acuerdo a las necesidades de estudio.

Como los costos de operación dependen de la cantidad de potencia activa generada en las plantas y las pérdidas totales dependen de los flujos de corriente por las líneas y las características eléctricas de estas, entonces determinar el estado de generación de potencia activa que corresponde a un estado de demanda debe realizarse sobre la base que tanto la suma de los costos de operación de las plantas como la suma de las pérdidas totales sean mínimas. Además, se evalúan los criterios de confiabilidad y seguridad que se establecen para la operación del sistema eléctrico en los diferentes estados en los que pueda estar sometido, esto incluye los cumplimientos de reserva rodante requerida.

El sistema eléctrico deberá ser operado con márgenes adecuados de reserva, para garantizar la confiabilidad del sistema de modo que, ante una contingencia, no existan problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, ni operación del equipo fuera de sus límites de diseño. Es decir, que el sistema permanezca estable, para cumplir con los criterios operativos de seguridad, calidad, confiabilidad y desempeño. Esta capacidad de reserva rodante debe estar disponible en cualquier instante para mantener la frecuencia programada y satisfacer las variaciones de la demanda (Unidad de Transacciones UT, 2011b).

3.2.1 Características del mercado eléctrico salvadoreño

El mercado eléctrico funciona con base a contratos y un Mercado Regulador del Sistema (MRS o mercado Spot) y la generación se despacha de acuerdo a un orden de mérito. La distribución no posee áreas de concesión y cualquier operador puede realizar indistintamente actividades de generación, distribución, transmisión y comercialización. La empresa

transmisora es la encargada de planificar y realizar la expansión del sistema de transmisión a 115 KV.

3.2.2 Despacho económico de energía en El Salvador

El objeto de la programación de la operación es determinar, por parte de la UT en coordinación con el EOR y en la medida que se disponga de información del MER, los planes de despacho de las centrales generadoras, cuya operación en coordinación con la operación de los sistemas de transmisión, deben resultar en una operación que minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.

La programación del despacho la realiza la UT conforme a su reglamento y tiene los siguientes periodos: anual, semanal y diaria. La programación anual es de carácter indicativo y provisorio, la programación semanal tiene como objeto determinar los planes horarios del despacho, con criterios de seguridad, económicos considerando la función de costo futuro (valor del agua) al final de la semana (Unidad de Transacciones UT, 2011b).

La programación diaria, también conocida como predespacho es la que finalmente determina la operación del sistema eléctrico del día siguiente y asigna los recursos disponibles de forma que la demanda sea cubierta de forma horaria, minimizando el costo total de operación y de déficit en el sistema eléctrico, teniendo en cuenta: las disponibilidades de potencia, el costo variable de las unidades generadoras y las pérdidas, las ofertas de retiro de oportunidad, la coordinación del despacho económico regional con el EOR y las restricciones operativas y de transmisión. Además, aquí se asegura que el sistema cuente con los servicios auxiliares necesarios para mantener los parámetros de calidad y seguridad de la red (Unidad de Transacciones UT, 2011b).

3.2.3 Reserva rodante como parte del despacho

Si bien ya se explicó el concepto de reserva rodante y las necesidades que la misma solventa, en términos prácticos la reserva rodante no es más que es la suma de las diferencias entre la demanda actual y la oferta de generación disponible. Esta reserva debe ser entregada al sistema en caso de que una o varias unidades fallen o la carga predicha presente inexactitudes.

En el caso de El Salvador, tanto la reserva primaria como la reserva secundaria son asignadas en el proceso de despacho horario realizado un día antes. La reserva primaria es asignada en función de la demanda actual del sistema. El mecanismo de asignación asegura que la cantidad de reserva para regulación primaria de frecuencia sea siempre mayor o igual al 3% de la demanda actual del sistema en cualquier momento, como se establece en el ROBCP.

La reserva secundaria se asigna únicamente en plantas habilitada para el AGC. Los mecanismos de asignación aseguran que la reserva secundaria disponible (o reserva AGC) sea siempre igual o mayor que el 4% de la demanda actual del sistema en cualquier momento, como se establece en el ROBCP. En el caso que la reserva secundaria sea insuficiente para compensar el desbalance demanda/generación en el sistema de El Salvador, reserva adicional puede ser asignada manualmente en plantas controladas con reserva primaria (Obert & Pöller, 2014).

Por lo tanto, la cantidad total de reserva rodante en el sistema de El Salvador es siempre mayor o igual a 7% de la demanda actual del sistema en cualquier momento dado. En el caso que el desbalance entre la demanda pronosticada y la demanda actual se esté acercando a 7% en la demanda horaria, es decir que la reserva rodante activa se acerca a la reserva asignada, deberán ser encendidas unidades adicionales (Obert & Pöller, 2014).

3.3 Regulación del Mercado Eléctrico Salvadoreño

La regulación para la operación técnica y comercial del mercado eléctrico salvadoreño se encuentra descrita en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) de la Unidad de Transacciones.

Además, El Salvador como parte del Mercado Eléctrico Regional, debe responder también a la regulación regional expuesta en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. A continuación, se describirá aquellos apartados de la regulación donde se evalúe la reserva rodante de acuerdo a cada uno de los reglamentos mencionados.

3.3.1 Regulación de la reserva rodante de acuerdo al ROBCP

De acuerdo al ROBCP la UT es la responsable de mantener en nivel de reserva rodante requerido con el objetivo de contar con suficiente capacidad de reserva rápida disponible para cubrir desviaciones en la demanda prevista y contingencias en unidades de generación o en el sistema de transmisión. Para ello, el ROBCP establece el margen de reserva rodante requerido para el sistema de potencia salvadoreño como un porcentaje de la demanda nacional, de esta forma los márgenes actualmente establecidos en el Anexo 11 del ROBCP son (Unidad de Transacciones UT, 2011a):

- 3% de la demanda para la regulación primaria
- 4% de la demanda para la regulación secundaria

Para darle cumplimiento a este requerimiento respecto a la reserva primaria el ROBCP establece que(Unidad de Transacciones UT, 2011a):

“2.1 Todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar el 3% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la regulación primaria de frecuencia del sistema.”

Sin embargo, está claro que, debido a su tecnología, aquellas plantas clasificadas como Energía Renovables no convencionales no pueden proporcionar este aporte, por lo que el ROBCP establece:

“2.4.1. La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para regulación primaria de frecuencia equivalente al tres por ciento (3%) de la demanda.

2.4.2 Los PMs generadores que no aporten la reserva indicada en el punto anterior deberán pagar el cargo por la potencia disponible para Regulación Primaria de Frecuencia que será calculado cada hora multiplicando el Costo Marginal de Operación por un porcentaje. Adicionalmente pagarán los mayores costos en que incurra el sistema para dar dicha reserva.”

Respecto a la regulación secundaria, el ROBCP establece(Unidad de Transacciones UT, 2011a):

“3.4.1 La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para CAG equivalente al cuatro por ciento (4%) de la demanda. Esta potencia deberá estar distribuida en al menos 2 unidades generadoras, de existir.”

Es importante aclarar que el ROBCP establece que para que un generador pueda brindar regulación secundaria de frecuencia es necesario que las unidades de los Participantes de Mercado generadores pueden dar el servicio de regulación secundaria de frecuencia mediante la disponibilidad de control automático de generación (AGC) manejado automáticamente por la UT. Se considera que la generación de Energía Renovable no convencional tampoco puede proporcionar este aporte tanto por razones técnicas y operativas como por razones económicas (Obert & Pöller, 2014).

3.3.2 Regulación de la reserva rodante de acuerdo al RMER

El RMER establece los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para la operación del Sistema Eléctrico Regional del cual forma parte El Salvador. Dentro de los criterios de desempeño aborda lo referido a la reserva rodante en el siguiente artículo (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2019).

“16.2.7.9 Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima.”

Además, de acuerdo a la resolución CRIE-109-2018 se establecen los criterios CPS1 y CPS2 horarios para la evaluación del desempeño de la regulación secundaria como sigue (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2018).

"...El desempeño de la regulación secundaria de cada área de control se medirá mediante la aplicación de un método basado en los criterios denominados indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS."

"...los Criterios de Desempeño de la Regulación Secundaria, son los siguientes: Indicador CPS1 horario, indicador CPS2 horario e Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard), conforme se definen en las secciones A5.2, A5.3 y A5.4 del Anexo 5 del Libro II del RMER."

Los criterios CPS1 y CPS2 horarios son una adaptación horaria de los criterios CPS del manual de operación de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica (North American Electric Reliability Corporation, NERC), los mismos sirven para evaluar el desempeño de la regulación secundaria de los sistemas eléctricos interconectados, como lo es el SER.

La resolución CRIE-109-2018 define los indicadores CPS1 y CPS2 horarios y define sus valores de cumplimiento como sigue (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2018):

“Indicador CPS1 horario: El indicador del desempeño CPS1 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con el error de frecuencia.

Indicador CPS2 horario: El indicador del desempeño CPS2 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con un valor límite de los flujos netos de potencia no programados. Es un valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación de que el ACE promedio en periodos de 10 minutos no sobrepase un valor límite llamado L10. El valor de CPS2 horario corresponde al porcentaje de periodos de 10 minutos donde el ACE promedio fue menor al valor límite L10.

A5.2.8 El valor de cumplimiento del indicador CPS1 horario es mayor o igual a 100, cualquier valor del indicador CPS1 horario menor a 100 es un incumplimiento...”

A5.3.6 El valor de cumplimiento del indicador CPS2 horario es mayor o igual a 83, cualquier valor del indicador CPS2 horario menor a 83, es un incumplimiento...”

Cabe aclarar que los indicadores CPS1 y CPS2 horarios y DCS son horarios y son evaluados para el día operativo y utilizados en los procesos operativos y comerciales del EOR, no forman parte de un estudio más complejo para evaluar la reserva rodante.

3.3.3 Estudios de desempeño mínimos

Como para de los Estudios de desempeño mínimos que establece el ROBCP se encuentra el “Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema” para dicho estudio no se especifica una metodología de elaboración del estudio, por lo que el objetivo de este trabajo de graduación es el establecimiento de dicha metodología, para ello se establecerán las variables críticas a evaluar en el desempeño de la reserva rodante y se realizará un benchmarking de diferentes metodologías y estándares aplicados a nivel nacional e internacional.

Capítulo 4. Estudios para la evaluación del impacto en la reserva rodante

Con el objetivo de cuantificar el impacto de la integración de las ERNC en el sistema eléctrico de El Salvador, el Consejo Nacional de Energía y la SIGET llevaron a cabo dos estudios en la red eléctrica de El Salvador de acuerdo al siguiente detalle:

- Análisis del impacto de la integración de 100MW de energía renovable no convencional (fotovoltaica/eólica) en la reserva rodante del sistema eléctrico de El Salvador realizado por la empresa consultora Moeller and Poeller Engineering (MPE) (Obert & Pöller, 2014).
- Análisis del desempeño de la reserva rodante del sistema eléctrico de potencia de El Salvador ante la integración de energías renovables no convencionales (eólica y solar fotovoltaica) realizado por la empresa consultora Tetra Tech (Tetra Tech, 2015).

Estos estudios se encuentran disponibles como parte de los análisis que realiza el CNE y fueron elaborados por empresas consultoras dedicadas a brindar asistencia en servicios de ingeniería desde hace varios años (Consejo Nacional de Energía, 2022). La empresa consultora Moller & Poller Engineering (MPE) es una consultora especializada en el análisis e ingeniería de los sistemas de potencia, fundada en el 2013, sus oficinas centrales se encuentran en Alemania y el Reino Unido (MOELLER & POELLER ENGINEERING LTD, 2020). La empresa Tetra Tech es una consultora internacional de servicios de ingeniería basada en Estados Unidos, pero con 450 oficinas alrededor del mundo (Tetra Tech, 2022).

En este capítulo se describirá la metodología seguida por cada estudio y finalmente se presentará los estándares utilizados internacionalmente para evaluar el desempeño de la reserva, en especial la reserva secundaria.

4.1 Análisis del impacto de la integración de 100MW de energía renovable no convencional (fotovoltaica/eólica) en la reserva rodante del sistema eléctrico de El Salvador realizado por MPE

En el estudio de Obert & Pöller, 2014, la metodología determinó el impacto de 100 MW de ERNC en la reserva rodante del sistema de El Salvador analizando la demanda residual (demanda residual = demanda neta menos generación eólica y solar) y determinando el impacto en las rampas de seguimiento de la demanda y la predictibilidad de dicha demanda residual.

El análisis de las rampas de seguimiento se refiere a determinar si los generadores convencionales existentes son suficientemente flexibles para controlar la mantener el balance demanda/generación presencia de 100 MW de generación eólica y solar. Además, el estudio hace una recomendación sobre las estrategias existentes para el control de la frecuencia y para la asignación de la reserva rodante al adicionar 100 MW de generación eólica y solar y sobre si es necesario limitar el tamaño individual de las plantas eólicas y solares en El Salvador.

Este estudio se basa en el cálculo de la demanda residual y en que en un sistema con ERNC, las plantas convencionales tienen que suplir dicha demanda residual. La demanda residual se define como la demanda actual menos la generación ERNC. Por lo que analizan el impacto de ERNC en la reserva rodante y el control de frecuencia al comparar la demanda residual con la demanda actual especialmente en parámetros como la predictibilidad y variabilidad.

El estudio se enfoca en las siguientes características de la demanda residual para evaluar el impacto de la variabilidad de ERNC en los requerimientos de reserva rodante(Obert & Pöller, 2014):

- La curva de duración de la demanda residual en comparación con la curva de duración de demanda real
- Rampas de demanda residual versus rampas de demanda real (para evaluar el impacto en los requerimientos de las rampas)

- Error de pronósticos diarios de la demanda residual versus Error de pronósticos de la demanda real (para evaluar el impacto en los requerimientos de reserva rodante)

Además de analizar la demanda residual y compararla con la demanda real, el estudio analizó las capacidades de las rampas de las plantas convencionales existentes y las comparó con las rampas resultantes de las variaciones de demanda residual. Esto con el objetivo de identificar requerimientos de regulación en caso de que la penetración de ERNC creciera y si las estrategias existentes para la asignación de reserva rodante deben ser modificados. Los pasos para este análisis se resumen a continuación y se desglosan en los apartados siguientes.

En resumen, para evaluar si el método de asignación de la reserva rodante existente seguirá siendo adecuado cuando se integren hasta 100MW de ERNC, se debe seguir los siguientes pasos:

- Recolección y procesamiento de datos
- Cálculo de la demanda residual
- Calculo los errores de pronóstico diaria de la demanda residual
- Estimación del despacho de generación
- Calculo las tasas de rampa de 1min, 10min y 60min de la demanda real y la demanda residual para evaluar el impacto de las ERNC en los requisitos de rampa.

Luego, la evaluación de la reserva rodante consiste en:

- Analizar la probabilidad de que el error de pronóstico de la demanda residual supere el 4% de la demanda (reserva secundaria) y el 7% de la demanda (reserva primaria + secundaria) para evaluar el impacto de errores de pronóstico diarios aumentados.
- Comparar las velocidades de rampa de la demanda real y la demanda residual con las capacidades de velocidad de rampa de los generadores con AGC para evaluar si la reserva secundaria asignada puede estar disponible con suficiente rapidez.

Debido a las diferentes características del sistema durante la estación seca y la húmeda, todos los tipos de análisis se llevarán a cabo para cada estación por separado.

4.1.1 Recolección y procesamiento de los datos

La tabla 4-1 presenta los datos que fueron recolectados de las entidades responsables (operadores y generadores) con sus respectivas características.

Tabla 4-1. Datos recolectados metodología MPE

Parámetro	Unidad	Periodo	Periodicidad	Comentarios
Medición de Demanda	MW	1 año	1 minuto	
Error de pronóstico de la demanda		1 año	30 minutos	
Irradiación global y temperatura	W/m ² y °C	1 año	1 minuto	1 sola ubicación
Potencia nominal de planta solar	MW			
Velocidad del viento	m/s	1 año	10 minutos	De diferentes estaciones, 1 sola ubicación a diferentes alturas (50 y 60 m)

(Obert & Pöller, 2014)

Todas las series de datos fueron convertidos a una periodicidad de 1 minuto usando interpolación lineal, la unidad base utilizada fue MW para la potencia y se realizó un filtrado de datos irreales o incompletos. Especialmente, los días con datos incompletos fueron eliminados.

Además, se obtuvieron para cada medición (demanda, irradiación solar y velocidad del viento) las estampas de tiempo que fueron revisadas en cuenta a su coherencia; si al minuto (t) le sigue la estampa de tiempo esperada (t + 1) el dato es considerado como valido, si este criterio no se cumplía, el dato era eliminado.

Para los datos de demanda específicamente, los eventos de deslastre de demanda fueron filtrados para que no fueran tomados como variabilidad normal de la demanda.

Los siguientes datos relacionados la generación convencional en El Salvador fueron provistos por la UT:

- Lista de las plantas con tecnología y capacidad
- Rampa de capacidad de cada planta

- Costo de producción de cada planta
- Orden de despacho (orden de mérito)

Los resultados del estudio corresponden al año 2016.

4.1.1.1 Conversión de datos de entrada de generación solar

La irradiación solar se transformó a generación solar en MW tomando en cuenta:

- La potencia nominal de los paneles solares en la planta solar supuesta. Esta es necesaria para calcular la producción en MW en base a la irradiancia solar. La relación irradiación solar con potencia se asume como lineal.
- El impacto de la temperatura en la generación; una reducción de eficiencia de alrededor de 0.31%/Kelvin fue asumido para temperaturas ambientes excediendo 25°C reflejándose en la relación entre potencia y temperatura.

De lo anterior, resulto una curva de la relación de la radiación solar/temperatura a potencia, que se observa en la figura 4-1.

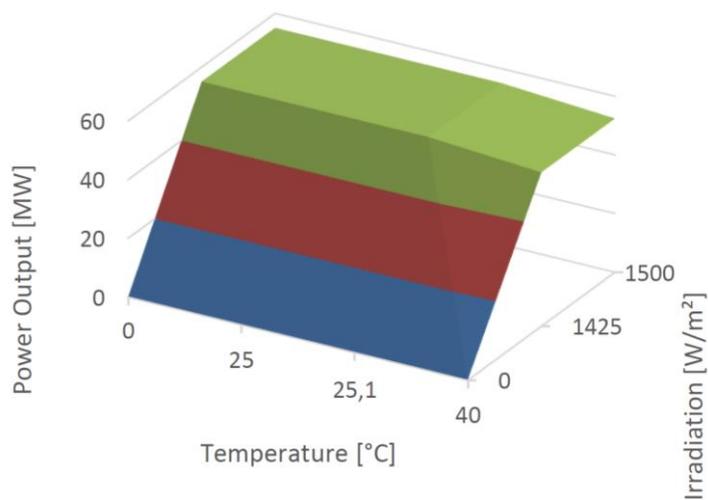


Figura 4-1. Relación irradiación/temperatura/potencia. (Obert & Pöller, 2014)

Por ultimo los errores en la producción solar debidos al efecto sombra de las nubes han sido incluidos de acuerdo a los siguientes factores:

- Los efectos de nubes se tomaron en cuenta únicamente en los errores de pronóstico y se describirá como se calculó dicho error en esta metodología, en el paso del cálculo de los errores de pronóstico.
- La metodología menciona los efectos de la diversidad en las plantas solares y como esto se asocia con el tamaño de la planta y la velocidad del viento. Sin embargo, en los resultados no se incluye este análisis, considerando que no incluirlo ofrece resultados más conservadores (Obert & Pöller, 2014).

4.1.1.2 Conversión de datos de entrada de generación eólica

Puesto que las mediciones de velocidad correspondían a alturas de 50 y 60 metros, las velocidades fueron convertidas a la altura de 80 metros que corresponde a alturas promedio de generadores eólicos, utilizando la siguiente formula:

$$\bar{v}_H = \bar{v}_{ref} * \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \quad \text{Ec. 4.1 (Obert \& Pöller, 2014)}$$

Donde:

\bar{v}_H = velocidad promedio del viento a la altura H

\bar{v}_{ref} = velocidad promedio del viento a la altura de referencia H_{ref}

H = altura

H_{ref} = altura de referencia

Z_0 = rugosidad (una rugosidad de 0.2 fue utilizada considerado la cantidad de vegetación alrededor de la ubicación de la planta).

Luego, con valor promedio de la velocidad del viento en diferentes puntos de medición (a una altura equivalente de 80 m) ha sido convertido a potencia con la curva de potencia del aerogenerador que se observa en la figura 4-2. En la misma se observa la velocidad de viento mínima para su arranque y el valor nominal.

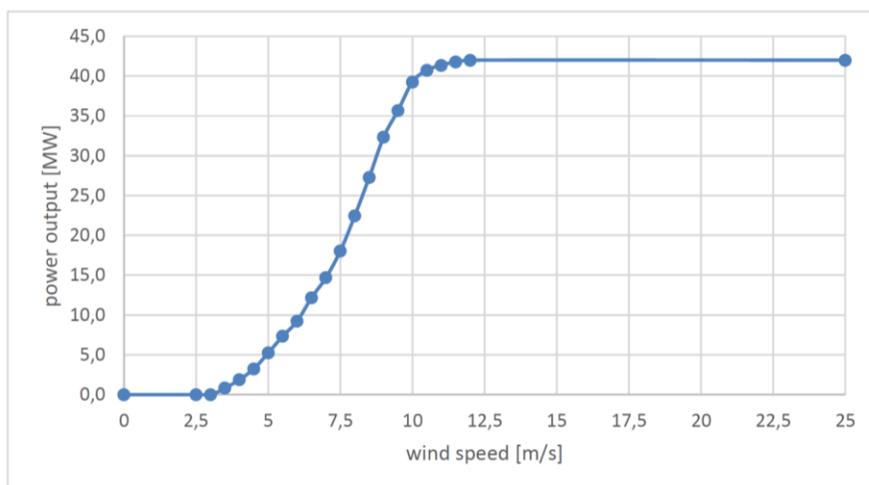


Figura 4-2. Curva de potencia de la planta eólica. (Obert & Pöller, 2014)

Por último, los datos de generación eólica fueron transformados de intervalos de 10 minutos a intervalos de 1 minuto a través de una interpolación lineal, para que los datos fueran compatibles con las demás series de datos.

4.1.2 Cálculo de la demanda residual

Como se explicó anteriormente demanda residual es definida como la demanda actual menos la generación ERNC en MW y representa la demanda que debe ser suministrada por la generación convencional en cualquier momento.

Es importante aclarar que si bien el cálculo de la demanda residual no es más que una resta aritmética de valores de potencia, que resultaría en un valor de demanda residual por cada minuto por cada día para el año en cuestión, esto no fue lo que directamente se realizó en este estudio. El estudio analizó un número significativo de bases de datos creadas con la información suministrada para un año a través de la recombinação de las series de datos

individuales. Esto para considerar la naturaleza estocástica (no determinista) de este tipo de estudios, donde una base de datos de tan solo un año no es suficiente por lo que esta metodología recombinó las series de datos a través de un tipo especial de convolución (Obert & Pöller, 2014).

En términos prácticos, para un mes específico, los sets de datos de viento de un día fueron combinados con los sets de datos de irradiación solar de otro día y con los sets de demanda de otro día, y de esta forma generan 27000 combinaciones diferentes de datos para cada mes (30 series de datos de irradiación solar x30 series de datos de viento x30 series de datos de demanda), esto considera variaciones estocásticas entre varios días mientras preserva los efectos correlacionados intradiarios y de las estaciones.

4.1.3 Cálculo de los errores de pronóstico

Los errores de pronósticos de un día previo para la generación eólica y solar dependerán de la calidad de las herramientas de pronóstico y estaciones de medición de la velocidad de viento e irradiación solar. En la ausencia de cualquier sistema de predicción para velocidad de viento e irradiación solar en El Salvador, errores de predicción de un día han sido estimados utilizando aproximaciones empíricas que reflejen los factores más importantes de los errores de pronóstico de viento y de irradiación solar y su magnitud típica. Los errores de pronóstico de la demanda fueron provistos como una serie de datos.

4.1.3.1 Errores de pronóstico de la generación solar

La estimación de los errores de predicción de generación solar está basada en el supuesto que la sombra (causada por las nubes) promedio y por tanto la energía producida durante un día puede ser estimada con exactitud razonable pero no su ocurrencia precisa durante un día. De esta forma, la irradiación solar pronosticada un día antes fue definida por una curva sinusoidal ideal considerando el total la generación FV durante un día (componente determinística). Los parámetros de esta curva sinusoidal han sido ajustados a la producción solar real medida

usando un algoritmo de optimización de mínimo cuadrado, que minimiza la diferencia entre las predicciones estimadas de generación solar (de forma sinusoidal) y la generación FV para cada día por hora.

En términos prácticos, se creó una curva sinusoidal ideal para cada día tomando en cuenta el total de energía que se podía obtener ese día, el error de pronóstico es entonces la diferencia entre la curva ideal y la medición real para ese día, esto se observa en la figura 4-3.

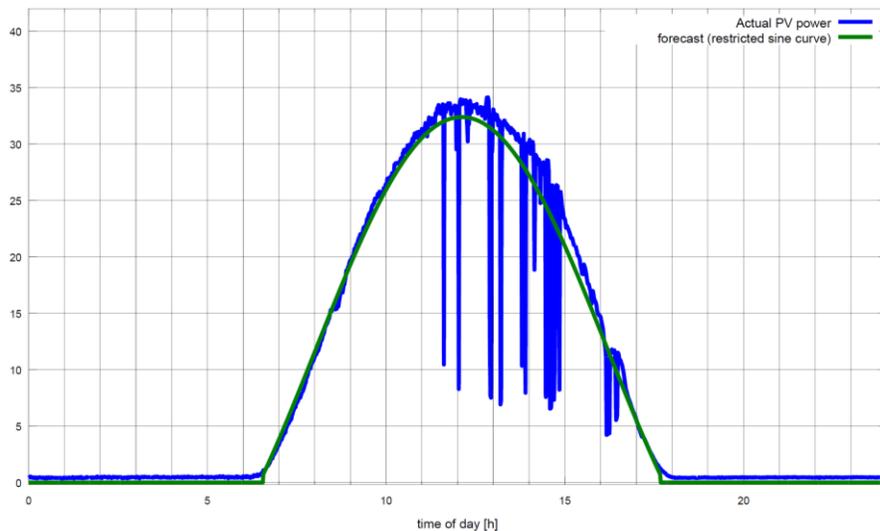


Figura 4-3. Curva ideal versus medición real de generación solar (Obert & Pöller, 2014).

4.1.3.2 Errores de pronóstico de la generación eólica

Para la modelación del impacto de los errores de pronóstico del viento en este estudio se consideraron los siguientes supuestos:

- Error en la predicción del viento es aproximadamente proporcional a la tasa de cambio de la generación eólica
- La raíz del error cuadrático medio (normalizada) de una sola granja eólica es típicamente alrededor del 15%

4.1.3.3 Errores de pronóstico de la demanda residual

Este cálculo fue llevado análogamente al cálculo de la demanda residual a través de la convolución de las series de datos de errores de pronóstico de demanda, generación FV y generación eólica.

4.1.4 Estimación del despacho de generación

Para evaluar, si habrá suficiente reserva rodante en el sistema de El Salvador y si los algoritmos existentes para asignar la reserva rodante son apropiados para el balance demanda/generación con la integración de ERNC, un despacho de generación aproximado fue calculado utilizando la tabla de orden de mérito provista para este estudio. Este algoritmo considera las siguientes restricciones:

- La generación debe ser igual a la demanda
- La generación solar y eólica es base (siempre formará parte del despacho)
- Las plantas convencionales entran de acuerdo al orden de mérito
- Todas las plantas de generación convencional proveen el 3% de reserva primaria
- Todas las plantas de generación convencional conectadas al AGC proveen el 4% de reserva secundaria

El despacho debe ajustarse hasta que la reserva primaria cumpla con el 3% y la reserva secundaria cumpla con el 4%.

4.1.5 Evaluación de la reserva rodante

Una reserva rodante adecuada consiste en el cumplimiento de los siguientes factores:

- Los generadores proporcionen una reserva rodante suficiente para respaldar las desviaciones entre los valores previstos y los reales de la demanda residual.

- La potencia de reserva puede ponerse a disposición del sistema con suficiente rapidez (rendimiento dinámico suficiente).

El primer criterio se evalúa analizando los errores de pronóstico de la demanda residual y comparándolos con los errores de pronóstico de la demanda real. El análisis y obtención del resultado final consiste en:

1. Observar la probabilidad de que los errores de pronóstico de la demanda actual sea mayor a 4% en el caso de la reserva secundaria y mayor a 7% en el caso de la reserva rodante
2. Observar la probabilidad de que los errores de pronóstico de la demanda residual sea mayor a 4% en el caso de la reserva secundaria y mayor a 7% en el caso de la reserva rodante
3. Observar la diferencia entre ambas probabilidades
4. Por último, se puede determinar el nuevo valor de reserva secundaria o rodante para el cual la probabilidad de los errores de pronóstico de la demanda residual sea igual a la probabilidad de que los errores de pronóstico de la demanda actual sean mayores que los valores actuales de la reserva secundaria o rodante.

El segundo criterio (rendimiento dinámico) puede evaluarse comparando la tasa de cambio de la demanda residual con las capacidades de velocidad de rampa de los generadores que proporcionan reserva rodante secundaria y primaria. El análisis y resultado final consiste en:

- Calcular las tasas de rampa de 1min, 10min y 60min de la demanda real y la demanda residual
- Comparar las velocidades de rampa de la demanda real y la demanda residual con las capacidades de velocidad de rampa de los generadores con AGC
- Si se puede demostrar que la capacidad de rampa de los generadores que proporcionan la reserva rodante es mayor que las tasas de rampa de la demanda residual en cualquier momento, puede concluirse que la reserva rodante puede ponerse a disposición del sistema con suficiente rapidez.

4.2 Análisis del desempeño de la reserva rodante del sistema eléctrico de potencia de El Salvador ante la integración de energías renovables no convencionales (eólica y solar fotovoltaica) realizado por Tetra Tech

Este estudio tuvo como objetivo el análisis del desempeño de la reserva rodante del sistema eléctrico de El Salvador con la integración de energías renovables no convencionales (eólica y solar fotovoltaica). Las evaluaciones realizadas incluyeron: flujo de potencia, estudios de estabilidad transitoria y análisis probabilístico de la reserva operativa rodante (Tetra Tech, 2015). Para el desarrollo de este trabajo de graduación solo es de interés el último análisis realizado.

La metodología utilizada por Tetra Tech pondera la reserva rodante necesaria (ROR necesaria) con la finalidad de evaluar que el sistema de potencia de El Salvador cumpla con los requerimientos mínimos aceptables de Calidad de la Operación en cuanto a disponibilidad de Reserva Operativa Rodante (ROR). Y en base a esto establece la magnitud máxima de ERNC a incorporar en el sistema.

Además, la metodología simuló la pérdida de la máquina con mayor generación y de esta forma estableció el aporte del resto del parque generador de El Salvador a la reserva primaria de frecuencia. Los resultados de este análisis determinan la magnitud máxima de ERNC que puede ser incorporada al sistema de acuerdo a la respuesta de la reserva rodante existente.

La metodología desarrollada vincula la probabilidad de que los desbalances de potencia (la variabilidad natural de la demanda sumada con la variabilidad de la ERNC) sean menores o iguales a la reserva rodante existente, es decir, que la reserva rodante sea capaz de cubrir las magnitudes de las variaciones del sistema con un valor de probabilidad aceptable, al valor que cumple con estas condiciones se le llama “probabilidad de reserva suficiente”.

Es importante aclarar que de este estudio se obtuvieron dos resultados: primero los valores actuales de reserva y de cumplimiento de condiciones con valores fijos de ERNC y segundo los valores máximos de ERNC a aceptar por el sistema, para este trabajo de graduación es de interés solo la metodología correspondiente al primer resultado, por lo que la metodología

para determinar cuánto ERNC se puede incorporar no está descrita. A continuación, se describe la metodología como procedimientos a seguir en orden consecutivo.

4.2.1 Determinación de los escenarios

Los escenarios planteados por esta metodología fueron clasificados en 3 estados de demanda del sistema eléctrico de El Salvador, para 3 años diferentes en 2 condiciones diferentes. Los 3 estados de demanda son máximos de día laboral, mínima de día laboral y máxima de domingo, los años fueron 2016, 2018 y 2020 y las condiciones con y sin ERNC, en los casos sin ERNC esta fue sustituida por generación térmica, los escenarios se observan en la tabla 4-2.

Tabla 4-2. Casos analizados para el estudio de Tetra Tech (Tetra Tech, 2015)

Año	Máxima		Mínima		Máxima Domingo	
	Con ERNC	Sin ERNC	Con ERNC	Sin ERNC	Con ERNC	Sin ERNC
2016	2016-MAX-CR	2016-MAX-SR	2016-MIN-CR	2016-MIN-SR	2016-MXD-CR	2016-MXD-SR
2018	2018-MAX-CR	2018-MAX-SR	2018-MIN-CR	2018-MIN-SR	2018-MXD-CR	2018-MXD-SR
2020	2020-MAX-CR	2020-MAX-SR	2020-MIN-CR	2020-MIN-SR	2020-MXD-CR	2020-MXD-SR

Los criterios utilizados para determinar los casos a utilizar son (Tetra Tech, 2015):

- Utilizar los despachos en época seca debido a que se tiene menor recurso hídrico que cuenta con reserva rodante
- Utilizar los despachos en demanda máxima y mínima de día laboral por considerarse los casos extremos. Es importante aclarar que se utiliza la demanda máxima diurna puesto que es cuando se da la generación solar. En la demanda mínima, que sucede por la noche, se analizó el impacto únicamente de la generación eólica.
- El escenario de máxima de día domingo se consideró debido a la alta penetración de energía solar en un escenario con menor cantidad de generación convencional, por lo que los valores seguros de reserva rodante del sistema también podían verse comprometidos.

- En los casos sin ERNC, la generación fue reemplazado con tecnología térmica.

4.2.2 Determinación de la reserva rodante

Se determinó la reserva rodante por cada caso a través de una corrida de flujo de carga estacionario en un software especializado (PSS/E). Además, en este paso se determinaron los siguientes parámetros de cálculo:

- Generación total [MW]
- Demanda [MW]
- Generación solar [MW]
- Generación eólica [MW]
- Generación con regulación [MW]
- Reserva primaria [MW]
- Reserva secunda [MW]
- Reserva rodante [MW]

Además, para cada escenario se listó por cada máquina, el tipo de tecnología, la potencia máxima y el porcentaje de regulación que aportaba.

4.2.3 Cálculo de la variación total

La variación total es la medida de la variabilidad en MW del sistema de potencia. Como se mencionó en el capítulo 1 esta variabilidad es natural en los sistemas de potencia y se produce por las entradas y salidas de demandas en el sistema. Dicha variabilidad se ve aumentada cuando el sistema se interconecta con otros sistemas, como en el caso de El Salvador conectado en la SIEPAC y con la generación a base de energía renovable no convencional que puede bajar y subir sus niveles muy rápidamente.

De esta forma, la variación total del sistema se calculó a través de las desviaciones estándar de las variables aleatorias modeladas en el cálculo, para ello se utiliza la desviación estándar para una muestra de los registros correspondientes de los siguientes parámetros:

- Demanda
- Intercambios ACE
- Generación solar
- Generación eólica

Los valores cuadrados de las desviaciones estándares de los parámetros anteriores fueron sumadas y esta suma se define como el cuadrado de la desviación estándar total, esto se muestra en la ecuación 4.2.

$$\sigma_{Dtotal}^2 = \sigma_D^2 + \sigma_{ACE}^2 + \sigma_{solar}^2 + \sigma_{eolica}^2 \quad \text{Ec. 4.2. (Tetra Tech, 2015)}$$

Donde:

σ_{Dtotal} : Desviación estándar de la demanda total

σ_D : Desviación estándar de la demanda

σ_{ACE} : Desviación estándar del ACE

σ_{solar} : Desviación estándar de la generación solar

σ_{eolica} : Desviación estándar de la generación eólica

4.2.4 Construcción de la función de distribución de la variación de la demanda total

Con el valor de la desviación estándar total y asumiendo que el promedio de variación de la demanda total es igual a 0, se construye la función de distribución de la variación de la demanda total a partir de la Función de Distribución Acumulada para la distribución normal, esto se explica a continuación.

4.2.4.1 Definición de la función de distribución acumulada

Para definir la función de distribución acumulada primero se definirá la distribución normal. En estadística y probabilidad se establece que las variables aleatorias tienen una probabilidad de ocurrencia que puede venir dada por una función de distribución, en otras palabras, cuando se tiene una población de datos de un fenómeno, algunos valores tienen más probabilidad de ocurrir que otros. La curva que moldea esta probabilidad de ocurrencia se conoce como función de distribución; una de las funciones más sencillas es la distribución normal o campana de gauss, donde la probabilidad de la ocurrencia de un valor se agrupa simétricamente alrededor del valor promedio, esto se observa en la figura 4-4.

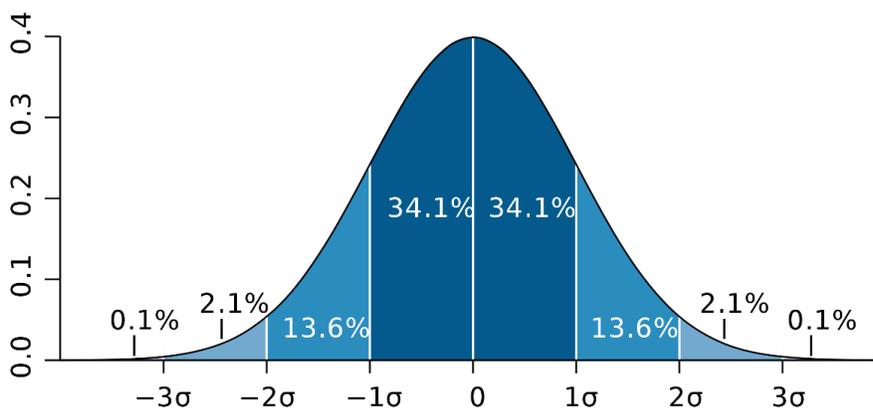


Figura 4-4. Distribución gaussiana (M. W. Toews based (in concept) on figure by Jeremy Kemp, 2005)

Como se observa en la figura 4-4, la mayoría de datos se agrupan alrededor del promedio 0. Además, se puede observar que en la función de distribución normal la mayoría de los valores estarán dentro del rango de -3 a 3 veces la desviación estándar.

La función de distribución normal permite ver cuál es la probabilidad puntual que un dato este en medio de dos valores cualesquiera. Ahora, la función de distribución acumulada, como su nombre lo dice permite ver la probabilidad acumulada de un valor, es decir, la probabilidad de que un dato este debajo de un valor dado. La figura 4-5 describe la probabilidad acumulada de una población con distribución normal.

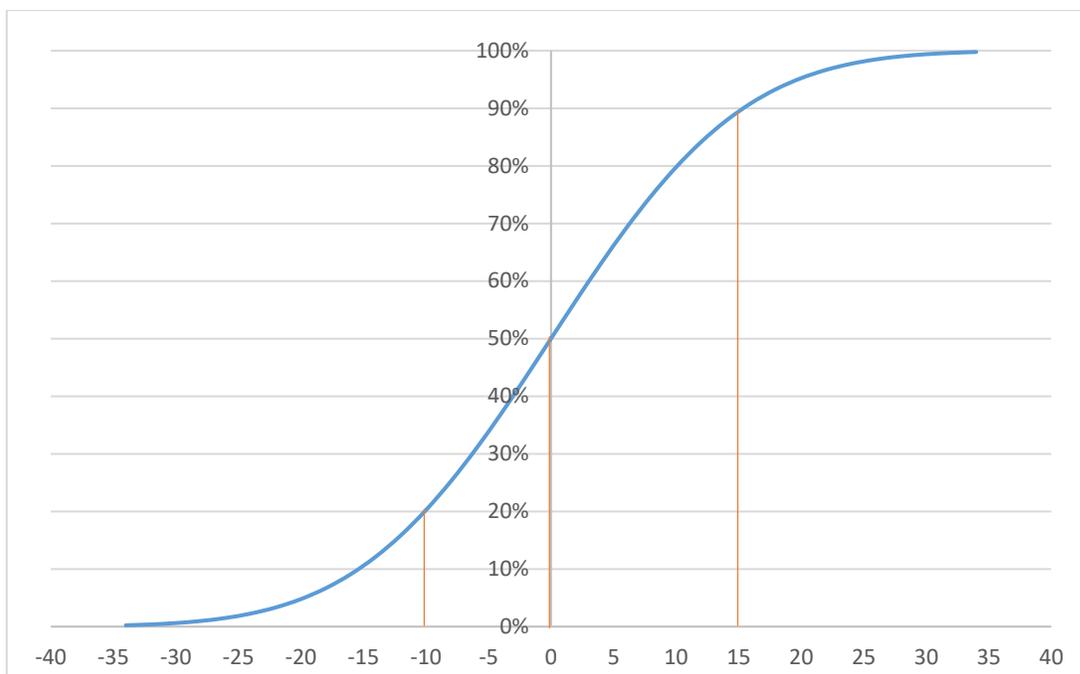


Figura 4-5. Función de distribución acumulada (elaboración propia)

En la figura 4-5, se puede observar que el 20% de los datos de esta población estará debajo del valor -10, el 50% de los datos estará debajo del valor 0 (el promedio), el 90% de los datos debajo del valor 15 y el 100% debajo del valor 35.

4.2.4.2 Uso de la función de distribución acumulada en la metodología Tetra Tech

De acuerdo a los conceptos sobre la distribución normal previamente desarrollados, la Función de Distribución Acumulada de acuerdo a la metodología describe la probabilidad (de 0 a 100%, eje vertical figura 4-6) en que la variable independiente (eje horizontal figura 4-6) es menor a un valor dado. La variable independiente es en este caso es la variación de la demanda total y la reserva rodante necesaria (en adelante ROR) es igual al valor que cubra esta variación de la demanda total hasta una probabilidad dada, llamada probabilidad requerida (en adelante Pr), lo anterior se observa en la figura 4-6.

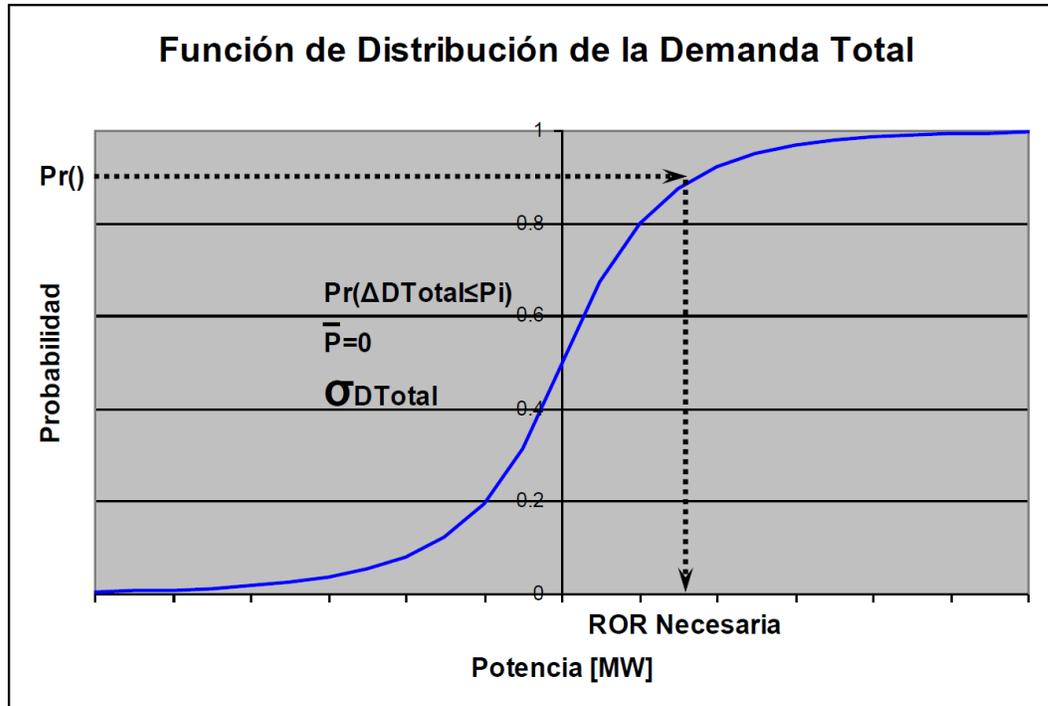


Figura 4-6. Función de distribución de la variación de la demanda total (Tetra Tech, 2015)

La ROR necesaria es el valor que cubre la variación de la demanda con una probabilidad muy cercana al 100% (probabilidad requerida), este valor de probabilidad debe representar un compromiso entre características técnicas y económicas del sistema (Tetra Tech, 2015).

También, si se conoce la reserva rodante del sistema en un momento determinado, se puede obtener la probabilidad de ese valor de satisfacer la variación de la demanda. Si la reserva rodante en un momento tiene una probabilidad menor a la probabilidad requerida, se puede decir que la reserva rodante es insuficiente.

4.2.5 Análisis de sensibilidad de la función de distribución

Un análisis de sensibilidad fue considerado para el caso de demanda máxima de domingo 2018. Este escenario se eligió debido a las condiciones de demanda media/alta y una reserva ajustada.

En el análisis de sensibilidad se dibujan 2 graficas de función de distribución acumulada de la variación de la demanda total, una sin considerar las Energías Renovables y otra sin considerarlas (caso base). En estas graficas se colocan los valores establecidos de ROR para cada caso (con y sin ERNC), además se comparan la ROR total y solo la ROR secundaria. Esto es importante porque, si bien la ROR total puede cumplirse casi en todas las condiciones, como se observa en la figura 4-7, la ROR secundaria también tiene un valor mínimo que si no se cumple el sistema nunca podrá recuperar los valores nominales de frecuencia después de ocurrido un evento. La figura 4-7 describe este análisis de sensibilidad y las consideraciones mencionadas.

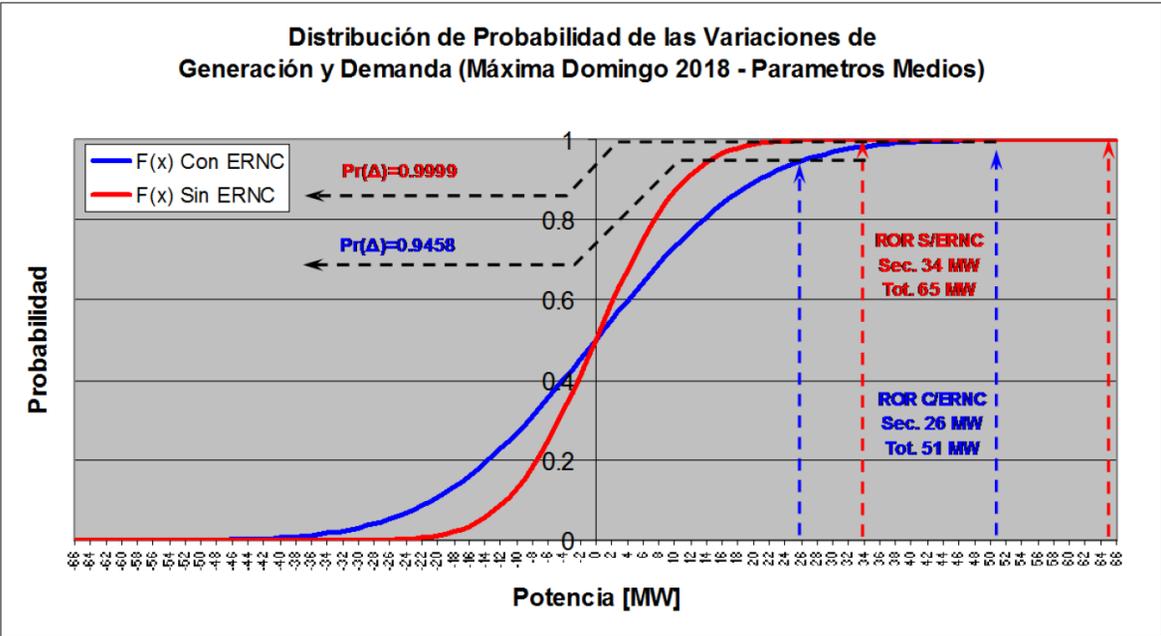


Figura 4-7. Análisis de sensibilidad (Tetra Tech, 2015)

Como se puede observar para ambos casos de distribución de la demanda (con y sin ERNC) la ROR total se cubre casi al 100%. Sin embargo, para la ROR secundaria en el caso sin ERNC se cubre casi al 100%, pero en el caso con ERNC la probabilidad requerida baja al 95%. Esto quiere decir que la ROR secundaria en el caso con ERNC, tiene una probabilidad de 5% de no satisfacer la variación de la demanda e indica que la ROR secundaria es un parámetro más ajustado para determinar la penetración segura de energías renovables no convencionales.

Con este caso base se determinó que 95% era un valor aceptable de probabilidad requerida y que se tomaría como parámetro principal la ROR secundaria y el análisis puede complementarse con la ROR total. Esto quiere decir que cualquier resultado que muestre que la ROR secundaria cubre menos del 95% de la variación será considerado inseguro, y que el parque de generación tendrá que reajustarse para tener más reserva secundaria, probablemente tomando generación convencional y dejando de fuera la ERNC.

4.2.6 Evaluación de los escenarios

Con los indicadores descritos: ROR secundaria y su respectiva Pr se procede a evaluar los escenarios elegidos.

Para cada escenario se construyen las funciones o curvas y se identifica el valor de la probabilidad para la ROR secundaria existente (establecida en cada escenario y cada caso) en la función de distribución de la variación de la demanda total. Además, se establece la ROR secundaria para probabilidad requerida igual al 95%. Si el valor de la probabilidad para la ROR secundaria existente es mayor a 95% no es necesario tomar medidas correctivas en el sistema, sin embargo, si el valor es menor a 95% se debe analizar cuanto menor es, y si es técnico y económicamente viable tomar medidas para aumentar esta probabilidad.

Esta evaluación del impacto de la incorporación de valores fijos de ERNC en el sistema de potencia de El Salvador se realiza para los escenarios dados.

4.3 Estándares internacionales para la evaluación del desempeño de la reserva rodante

El sistema de potencia estadounidense cuenta con más de 7 sistemas de potencia interconectados y estos a su vez cuentan con numerosas áreas de control (Cohn, 2019). Por ejemplo, la interconexión occidental de EE.UU. cuenta con 37 áreas de control, cada una es responsable de mantener el equilibrio dentro de su territorio, de modo que el esfuerzo

combinado de todas mantiene el equilibrio de toda la Interconexión Occidental. La corporación norteamericana de confiabilidad eléctrica (NERC por sus siglas en inglés, North American Electric Reliability Corporation) es la entidad responsable de desarrollar normas para el funcionamiento de la red eléctrica, supervisar y hacer cumplir dichas normas, garantizando que los operadores de la red eléctrica estén calificados y sean competentes.

La NERC ha introducido varios estándares o normas para evaluar el balance demanda/generación, tomando también en cuenta la generación eólica y solar y el intercambio en las áreas de control, los estándares propuestos son numerosos, sin embargo para este trabajo de graduación se ha realizado una selección de los utilizados en el estudio de Makarov et al. 2010 (Makarov et al., 2010). Los estándares más relevantes de este tema son: las normas de rendimiento de control (CPS1 y CPS2), la norma de control de perturbaciones (DCS), el límite ACE del área de control (BAAL). A continuación, se explicarán cada uno.

4.3.1 Normas del rendimiento de control (CPS1 y CPS2)

Para evaluar la calidad del balance demanda/generación, se utilizan normas de rendimiento de control (CPS). Las normas de rendimiento de control están descritas en el manual operativo del NERC (North American Electric Reliability Corporation NERC, 2004) y se dividen en CPS1 y CPS2. El CPS1 evalúa el impacto de los valores de ACE individuales en las variaciones de frecuencia de la interconexión a lo largo de una ventana móvil de 12 meses utilizando factores de cumplimiento promedio de 1 minuto. El CPS2 es una medida mensual que un área de control notifica a la NERC. Aquí se utiliza el promedio del ACE para cada período de 10 minutos dentro de un mes y se valida contra un valor constante.

El CPS1 se calcula convirtiendo una relación de cumplimiento en un porcentaje de cumplimiento de la siguiente manera:

$$CPS1 = (2 - CF) * 100\% > 100\% \qquad \text{Ec. 4.3 (Makarov et al., 2010)}$$

Donde CF es un factor del cumplimiento. Cada Área de control deberá alcanzar, como mínimo, un cumplimiento del 100% del CPS1.

El CPS2 es un porcentaje mensual que se calcula dividiendo el número de promedios que son inferiores a un límite establecido para cada área de control entre el número total de promedios así:

$$CPS2 = \left[1 - \frac{\text{violaciones}_{mes}}{\text{total de periodos-periodos no disponibles}} \right] * 100 > 90\% \text{ Ec. 4.4 (Makarov et al., 2010)}$$

El CPS2 controla que cada área de control opere de forma que su ACE promedio esté dentro de un límite específico, (denominado L10) durante al menos el 90% de los periodos de diez minutos de reloj (seis periodos no traslapados por hora) durante un mes calendario.

4.3.2 Límites del ACE para las áreas de control

Estos límites para el ACE forman parte de un grupo de normativas emitidas por el NERC para sustituir el CPS2 y el estándar de control de disturbios o DCS (Disturbance Control Standard). Estas normativas establecen límites ACE dependiendo de la frecuencia. Estos estándares son (Makarov et al., 2010):

- BAL-007-1, Balance de Recursos y Demanda,
- BAL-008-1, frecuencia y error de control de área,
- BAL-009-1, Acciones para devolver la frecuencia a los límites de activación de la frecuencia,
- BAL-010-1, Ajustes del factor Bias de frecuencia, y
- BAL-011-1, Límites de frecuencia.

Si bien estos son estándares para evaluar el balance demanda/generación estos han sido diseñados para ser utilizados durante la operación en tiempo real, para que el operador pueda monitorear su propio desempeño y tomar medidas correctivas. De este modo, no es

recomendable utilizar los límites de ACE para las áreas de control fuera de la operación en tiempo real.

4.3.3 Estándar de control de disturbios

El objetivo del estándar del Control de Disturbios (DCS) es garantizar que el área de control pueda utilizar su reserva de contingencia para devolver la frecuencia de interconexión dentro de sus límites definidos tras una perturbación notificable. Dado que las averías de los generadores son mucho más comunes que las pérdidas significativas de demanda y que la activación de la reserva de contingencia no suele aplicarse a la pérdida de demanda, el estándar DCS se aplica sólo a la pérdida de suministro y no se aplica a la pérdida de demanda.

La reserva de contingencia no se menciona en ROBCP, pero si forma parte de los estudios de seguridad operativa del Ente Operador Regional (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2019) para definir las máximas transferencias entre países del SER. Makarov et al. 2010 indica que el valor de la reserva de contingencia es cubierto en parte por la reserva rodante y en parte por la reserva de contingencia (ver figura 4-8). Debido a que el objetivo de este trabajo de graduación es obtener una metodología para el evaluar el impacto de las ERNC en la reserva rodante, los estándares que evalúan la reserva de contingencia se consideran fuera de este alcance.

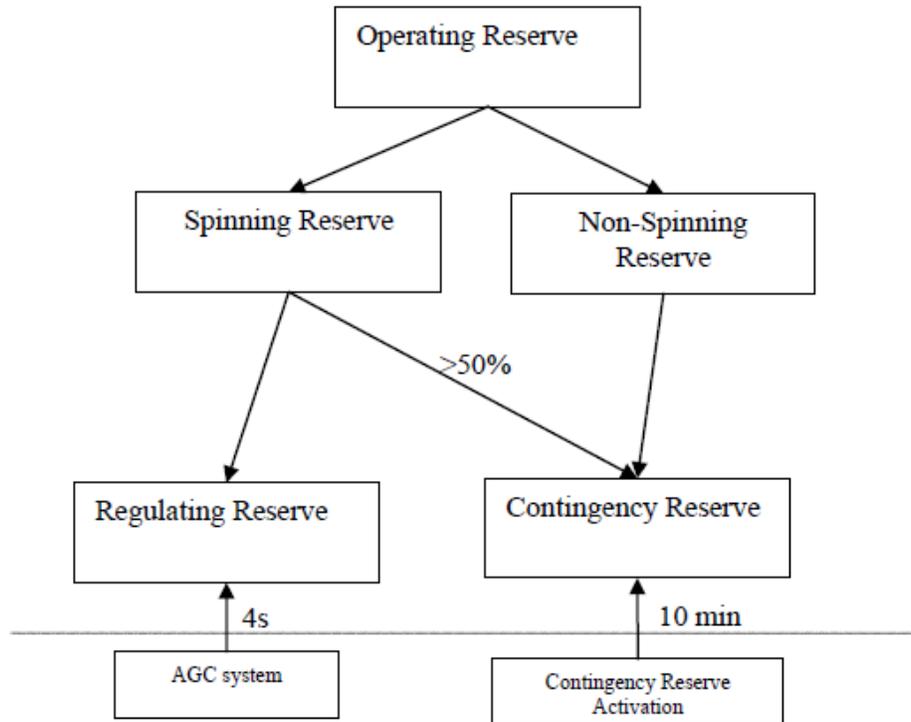


Figura 4-8. Estructura de los tipos de reservas (Makarov et al., 2010)

4.3.4 Estándares propuestos

Los estándares (CPS) CPS1 y CPS2 (o BAAL) son índices adecuados para evaluar el balance demanda/generación de un área de control. Por lo general el análisis es realizado a posteriori para evaluar el desempeño del sistema con datos reales. En el caso de estudios de escenarios a futuro, obtener estos indicadores a partir de modelos del sistema, es necesaria información muchas veces difícil de obtener como simulaciones del seguimiento de la demanda, la regulación del AGC y la respuesta de los generadores a los controles. Adicionalmente, el estándar CPS no da información sobre otras características más detalladas que se exigen a los generadores que realizan el servicio de regulación, como la capacidad individual, las tasas de rampas (para poder cubrir cambios en el balance de forma suficiente rápida), entre otros parámetros.

Es importante aclarar que los estándares CPS1 y CPS2 del NERC no son los mismos que los indicadores CPS1 y CPS2 horarios establecidos en el RMER, específicamente por el periodo de estudio en que se aplican.

Capítulo 5. Análisis de las metodologías para la evaluación del impacto en la reserva rodante por la inclusión de generación renovable no convencional

En este capítulo se discutirá los lineamientos con los que se llevaron a cabo las metodologías, las variables críticas de cada una y como interpretar los resultados obtenidos por cada una. Además, en esta discusión también se proponen las adaptaciones necesarias para que las metodologías puedan ser implementadas directamente con los datos con los que ya cuenta el Sistema de Potencia de El Salvador.

De esta forma es importante aclarar que cuando se habla de una evaluación del impacto de un cambio, en este caso la integración de ERNC, en un sistema, las evaluaciones pueden darse de dos formas:

- Cuando el cambio (integración de ERNC) aún no se ha realizado y se utilizan proyecciones o estimaciones de los valores necesarios para obtener resultados
- Cuando el cambio (integración de ERNC) ya se ha realizado y se utilizan valores reales para obtener resultados

En las metodologías presentadas anteriormente por MPE y Tetra Tech los análisis fueron realizados con valores proyectados por lo que este capítulo también discute la posible adaptación de estas metodologías si las evaluaciones se realizaran a posteriori (cuando el cambio ya está implementado). Por ultimo los estándares CPS están diseñados para ser utilizados a posteriori por lo que no es necesaria una adaptación.

5.1 Metodología de MPE

5.1.1 Análisis general

Como se ha visto, en el estudio realizado por Obert y Poller 2014 se ha utilizado el concepto de demanda residual. Utilizar un análisis de error de la demanda residual en lugar de la

demanda normal indica el tomar en cuenta la variabilidad natural no solo de la demanda sino también de la generación renovable variable.

La metodología tal como ha sido descrita en el capítulo anterior puede seguirse paso a paso para datos provistos por un año. El estudio además realizó una convolución de los datos de un año para generar 27 000 escenarios diferentes y con esto obtener un resultado con mayor validez estadística, esto se debió a que era necesario calcular el impacto de escenarios futuros.

Además, debido a que la naturaleza de este estudio fue determinar el impacto de la integración de plantas futuras se debió calcular la producción de plantas solares y eólicas a partir de los pronósticos de irradiancia solar y viento. Para un estudio del impacto actual de plantas solares y eólicas, es naturalmente mejor utilizar mediciones de generación directas de dichas plantas (datos históricos).

La metodología de MPE obtiene 2 tipos de resultados, los que corresponden al valor propio de reserva rodante y los que corresponden a las rampas de generación y demanda residual. De esta forma se obtiene que para analizar únicamente el valor de la reserva y no las rampas solo es necesario obtener los errores de pronósticos de demanda, generación solar y generación eólica.

5.1.2 Variables críticas

Las variables críticas que utiliza esta metodología serán clasificadas de acuerdo a la parte de resultados que pertenecen, en vista que este estudio presenta 2 tipos de resultados y se describirá su modo de obtención y sus características.

En la figura 5-1 se presenta el mapa de las variables utilizadas, llegando a las variables críticas para la metodología y considerando lo que se analiza.

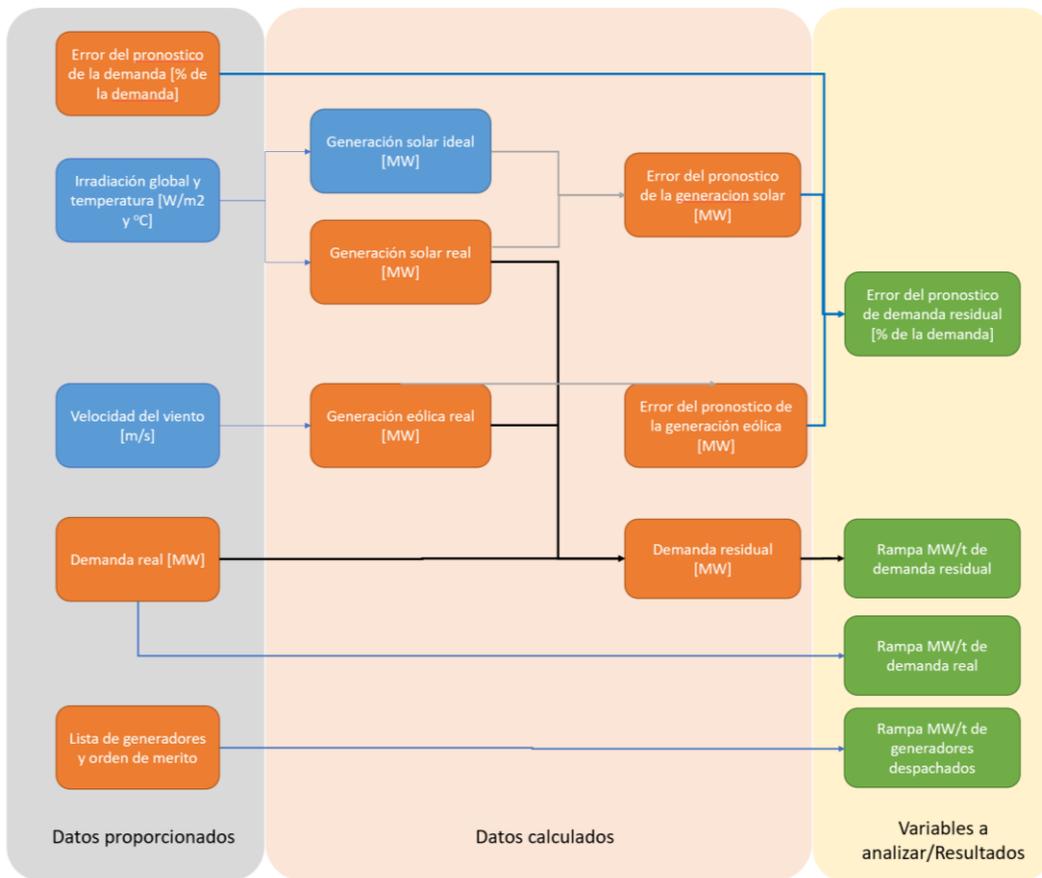


Figura 5-1. Mapa de variables de la metodología presentada por Obert & Poller 2014 (elaboración propia)

En la figura 5-1 los cuadros naranjas representan las variables críticas de la metodología, ya que de ellas se obtienen directamente los resultados que serán analizados, en el caso de las rampas un paso más debe ser añadido, pero no se refiere a obtener una nueva variable al obtener las rampas, más bien es obtener las tasas de cambio a diferentes medidas de tiempo de los valores de demanda residual.

Si este estudio se realizara con datos a posteriori, es decir mediciones reales de generación eólica y solar con sus respectivos pronósticos obtenidos por las plantas generadoras, el mapa de variables podría reducirse al presentado en la figura 5-2, a continuación.

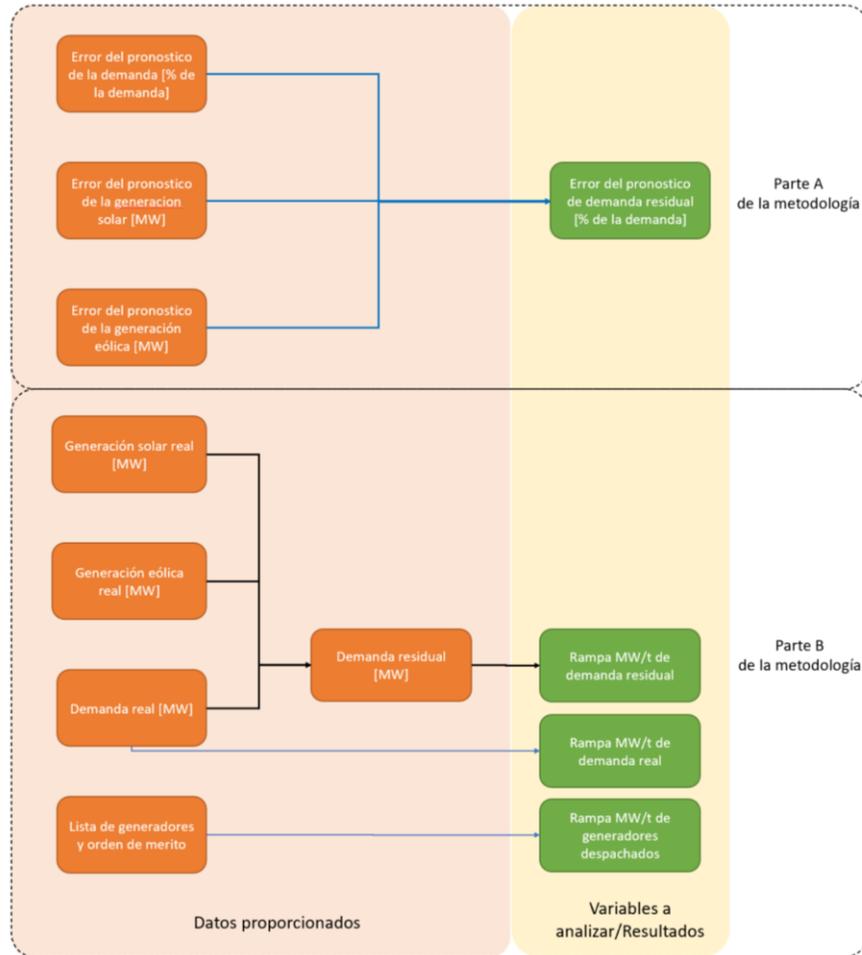


Figura 5-2. Metodología MPE adaptada (elaboración propia)

Nótese en la figura 5-2 que la metodología puede ser dividida en las partes que corresponden a los errores de pronóstico y en las partes que corresponden al cálculo de rampas, esto significa que si solo se quiere estudiar la parte A de la metodología que corresponde a que los generadores proporcionen la reserva rodante suficiente para respaldar desviaciones de la demanda residual solo es necesario obtener los errores de pronóstico de las variables.

Cabe recordar que la parte B corresponde a rapidez con que la reserva puede ponerse a disposición del sistema, que si bien es parte de la evaluación de esta metodología, en otras metodologías no se toma en cuenta.

Si los estudios son a posteriori las variables críticas de la parte A, los errores de pronóstico, pueden ser obtenidos fácilmente ya que son normalmente variables que se utilizan en la

operación diaria, por lo que el operador del sistema y los operadores de las plantas deben contar con registros históricos de las mismas. De la misma forma para la parte B las variables son datos históricos de la operación. En esta metodología se deben obtener los datos de acuerdo a la periodicidad descrita en la sección anterior (datos cada minuto) y se deben mantener las estrategias de validación e interpolación de datos descritas para la metodología MPE.

Adicionalmente, los errores de pronóstico pueden ser obtenidos en MW como diferencias entre valores reales y valores pronosticados o como porcentajes de la demanda. Sin embargo, el valor final a analizar, el error de pronóstico de demanda residual debe ser estudiado como porcentaje de la demanda para que pueda compararse con los valores restrictivos del ROBCP, ya que se compara que el error no sea mayor que lo establecido por el RMER como reserva rodante mínima (7% de la demanda) o reserva secundaria mínima (4% de la demanda). En la siguiente sección se profundizará respecto al análisis de los resultados obtenidos en esta metodología.

Por último, es importante aclarar que actualmente el sistema de El Salvador trabaja con ofertas de mercado y predespacho con un día de anterioridad, i. e. los pronósticos a utilizar son los pronósticos realizados para el día siguiente, siendo que así funciona el mercado salvadoreño, si esto llegase a cambiar y los tiempos de los predespachos se acortaran, así mismos deberían acortarse los tiempos de pronóstico.

5.1.3 Interpretación de los resultados

5.1.3.1 Resultados de la parte A

Los resultados de la parte A son los errores de pronóstico de la demanda residual, que previamente se ha descrito su cálculo, este dato normalmente se utiliza en porcentaje de la demanda esto para poderse compara con los valores de reserva, que también se contabilizan como porcentajes de la demanda real.

De esta forma, se analiza la probabilidad de que los errores de pronóstico de demanda residual sean mayores a los valores mínimos de reserva rodante y reserva secundaria, la probabilidad es igual al número de veces donde el valor del error resulto mayor que la reserva rodante o secundaria respecto al total de datos de la serie analizada. Luego este valor se compara con la probabilidad de que los errores de demanda real sean mayores a los valores mínimos de reserva rodante y secundaria y se analiza si la diferencia entre estos dos valores de probabilidad es significativa o no. Los resultados del estudio se observan a continuación.

Tabla 5-1. Resultados de la evaluación de la reserva rodante en porcentajes

Probabilidad del error > 4% (reserva secundaria)			
temporada	Demanda residual	Demanda real	Diferencia
seca	11.65%	10.03%	1.62%
humeda	10.77%	8.89%	1.88%
Total	11.21%	9.46%	1.75%
Probabilidad del error > 7% (reserva rodante)			
temporada	Demanda residual	Demanda real	Diferencia
seca	3.01%	2.50%	0.51%
humeda	2.17%	1.56%	0.61%
Total	2.59%	2.03%	0.56%

Como se puede observar en la tabla 5-1 se han calculado primero las probabilidades de que el error de pronóstico tanto de la demanda residual como de la demanda real sean mayores al 4%, se observa que el error de pronóstico de demanda real ya tiene una probabilidad ser mayor al 4% requerido y que esta probabilidad se aumenta cuando se calcula con el error de pronóstico de la demanda residual, este aumento corresponde a que se han añadido los errores de pronóstico de las ERNC. El impacto de la integración de ERNC se observa entonces en la diferencia o aumento de la probabilidad de los errores de ser mayor que los valores requeridos. Por ejemplo, para el total de los escenarios la probabilidad paso 9.46% (demanda) a 11.21% (demanda residual), un aumento del 18% del valor de la probabilidad de que el error sea mayor a la reserva secundaria requerida. Lógicamente, el valor aumenta en menor medida para la reserva rodante ya que el valor es mayor (7%) sin embargo se sigue observando una diferencia al alza. Lo anterior indica que definitivamente hay un impacto en la reserva debido a la integración de ERNC, si este impacto es significativo o no, puede

observarse mejor si los resultados se presentan en números de horas al año como en la siguiente tabla 5-2.

Tabla 5-2. Resultados de la evaluación de la reserva rodante en horas

Probabilidad del error > 4% (reserva secundaria)			
temporada	Demanda residual	Demanda real	Diferencia
seca	510	439	71
humeda	472	389	83
Total	982	829	153
Probabilidad del error > 7% (reserva rodante)			
temporada	Demanda residual	Demanda real	Diferencia
seca	132	110	22
humeda	95	68	27
Total	227	178	49

La tabla 5-2 muestra la diferencia en números de horas por año, como se puede observar para los límites de reserva secundaria las horas donde el error es mayor se aumentan de 829 a 982 un total de 153 horas al año o aproximadamente 6.4 días al año, lo cual podría considerarse no tan significativo. Por último, otro análisis importante es calcular cual es el nivel de reserva necesario para que la probabilidad de error de la demanda residual mayor al valor de reserva sea igual a la probabilidad de que el error de la demanda sea mayor a la reserva, esto se observa en la tabla 5-3.

Tabla 5-3. Niveles de reserva necesarios

epoca	Reserva AGC (4%)		Reserva Rodante (7%)	
	Probabilidad (demanda residual)	Reserva necesaria	Probabilidad (demanda residual)	Reserva necesaria
seca	10.03%	4.36%	2.50%	7.36%
humeda	8.89%	4.38%	1.56%	7.54%

De la tabla 5-3, se obtiene que, por ejemplo, para una probabilidad del error de pronóstico de la demanda residual igual a 10.06% (ver tabla 5-1 probabilidad de la demanda) el valor de reserva secundaria limite es 4.36%, esto también puede indicar un impacto no tan significativo. Finalmente, la recomendación de subir el valor mínimo de la reserva secundaria

de 4% a 4.36% de la demanda para asegurar una probabilidad de incumplimiento más baja depende tanto de factores técnicos como económicos y está fuera del alcance de este trabajo de graduación.

5.1.3.2 Resultados de la parte B

La parte B corresponde al análisis de rampas o tasas de cambio con lo que la reserva rodante puede responder a las tasas de cambio de la demanda residual. Este análisis es más visual y grafico que el análisis de la parte A. La figura 5-3 muestra la gráfica de las tasas de cambio de la reserva rodante disponible para condiciones sin ERNC y con ERNC para la época húmeda.

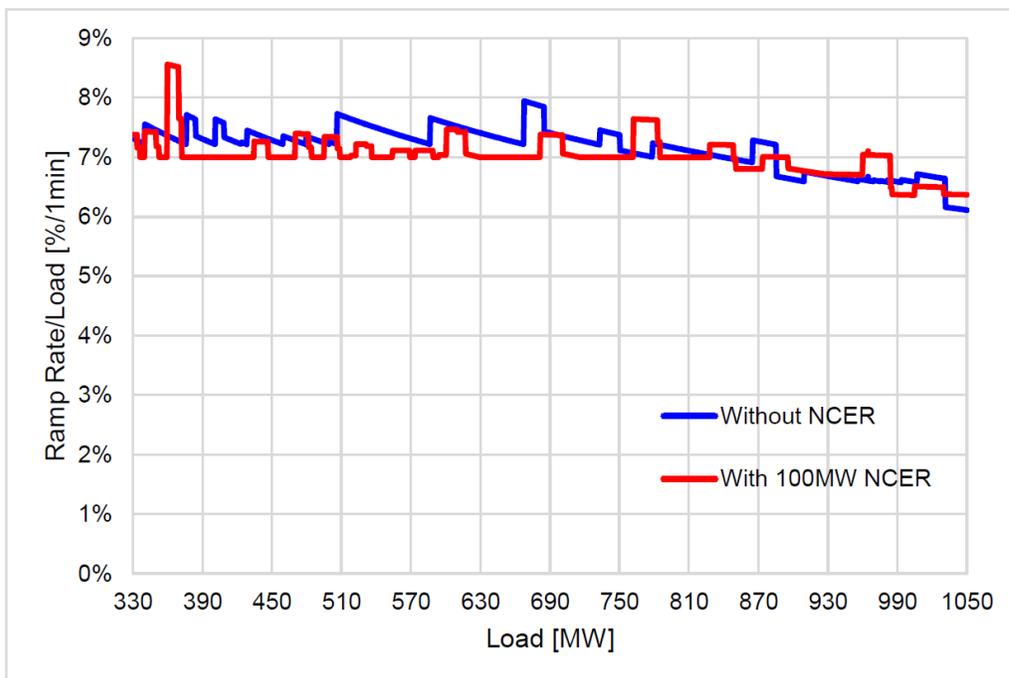


Figura 5-3. Rapidez de la reserva rodante sin y con ERNC (Obert & Pöller, 2014)

En la figura 5-3 se observan la reserva rodante disponible para todos los niveles de demanda del estudio, se observa que, para demandas menores a 810 MW la disponibilidad de reserva rodante en %/min en ambos casos (con y sin ERNC) es siempre mayor al 7%, significa que la reserva rodante en ambos casos es capaz de responder con el 7% necesario en un minuto

o menos. A partir de demandas mayores, cuando el sistema está a toda su capacidad, la capacidad de respuesta de la reserva rodante disminuye en ambas graficas por lo que se concluye que particularmente la integración de 100MW ERNC no impactan a la capacidad de respuesta en tiempo (rampas) de la reserva rodante.

5.2 Metodología de Tetra Tech

5.2.1 Análisis general

La metodología de Tetra Tech en comparación con la realizada por MPE difiere en primer lugar en los escenarios. Tetra Tech dividió los escenarios de acuerdo a los estados de demanda (máxima, mínima y máxima de domingo), considero más años (2016, 2018 y 2020) puesto que tenían valores de penetración de ERNC diferentes y solo utilizó los despachos de la época seca por considerarlos más críticos sin el recurso hídrico, esta lógica concuerda con los resultados de la metodología de MPE donde los resultados de época seca fueron peores que los de la época húmeda. En general, si se quisiera aplicar esta metodología al análisis de un año siempre es recomendable analizar ambas estaciones y no solo una.

Las variables utilizadas por esta metodología son proyecciones directas de demanda y generación, Tetra Tech no calculó generación a través de mediciones de Irradiancia o velocidad de viento. Con los datos calculo la variación total del sistema que se entiende como un valor que implica toda la variabilidad en MW del sistema de potencia. Por cada escenario calculo 2 dispersiones (sin y con ERNC) cuando el escenario era sin ERNC se asumió que la generación sería sustituida por generación térmica, que por naturaleza es menos variable que la ERNC. Este proceso podría ser equivalente en concepto a calcular la demanda residual en la metodología MPE. Sin embargo, es un cálculo más estadístico, en el sentido que utiliza la desviación estándar de las variables.

Igualmente, es importante aclarar que utilizar las desviaciones estándar y para construir la función de distribución acumulada de acuerdo con las ecuaciones expuestas en este trabajo de graduación, la variación de la demanda total debe responder a una curva de distribución normal de media 0. Si bien, este supuesto es válido para la mayoría de sistemas eléctricos, la

curva real de distribución de la variación de la demanda total puede validarse a través de pruebas estadísticas sencillas. Si la variación de la demanda total responde a otro tipo de curva o su promedio es significativamente diferente de 0, los parámetros o la ecuación de la curva de distribución acumulada deben cambiarse.

El estudio realizado por Tetra Tech se basa en la creación de la función de distribución acumulada para la variación total del sistema. Aquí, la variable independiente es la variación de la demanda (en MW) y la metodología busca obtener un valor de variación a cubrir con un valor de certeza estadísticamente apropiado. Este valor de variación a alcanzar o umbral, debe ser cubierto por la reserva y el valor de certeza es la probabilidad de que cualquier valor dado este debajo de este umbral. En pocas palabras, en la función de distribución acumulada de la variación de la demanda se determina una ROR necesaria (valor umbral) con una probabilidad requerida del 95%. Esta probabilidad requerida es un compromiso entre las características técnicas y económicas del sistema. De esta forma la metodología puede analizarse de dos formas: se puede calcular la ROR necesaria para probabilidad requerida de 95% o se puede contar con la ROR de un escenario y determinar cuál es la probabilidad que le corresponde. Esto le da versatilidad a la obtención de resultados.

Del mismo modo que la metodología MPE se observó que los impactos de la integración de ERNC eran más significativos en la reserva secundaria que en la reserva rodante, por lo que en esta metodología se optó por solo analizar resultados en la reserva secundaria, lo cual simplifica el proceso.

De la misma forma que la metodología de MPE, esta metodología puede seguirse paso a paso de acuerdo al capítulo anterior. La periodicidad de los datos no se establece claramente en el reporte de Tetra Tech, pero se puede recomendar la misma periodicidad que para la metodología de MPE (1 minuto).

Es importante mencionar que esta metodología incluye el ACE, a diferencia de la de MPE que no lo incluye, y que se ha comprobado que el ACE y los intercambios a nivel regional pueden afectar significativamente la regulación de frecuencia del país (La Prensa Grafica, 2014; Makarov et al., 2010). Otro punto de comparación es que la metodología no toma en

cuenta los valores mínimos requeridos para la reserva rodante y secundaria (7% y 4%) si no solo la probabilidad requerida para cubrir la variabilidad de la demanda.

5.2.2 Variables críticas

El mapa de variables para esta metodología se observa en la figura 5-4.

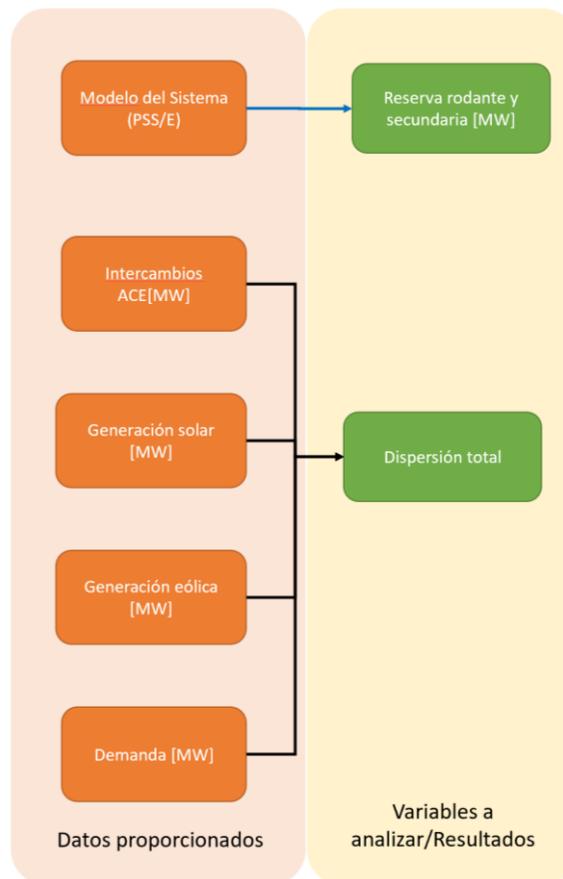


Figura 5-4. Variables críticas de la metodología Tetra Tech

Como se puede observar en la figura 5-4 el cálculo de la variación total (dispersión total en la figura 5-4) es directo a partir de las mediciones de variables críticas, a diferencia de la metodología MPE, acá se agrega una variable crítica más que es el ACE y no se toman en cuenta los errores de pronóstico. Todas las variables críticas de esta metodología son fáciles de obtener para estudios a posteriori por parte de los operadores de plantas y del sistema.

Por último, la metodología tal como fue descrita por Tetra Tech no especifica la periodicidad de las variables ni estrategias para la validación de datos. Por lo que este trabajo de graduación recomienda mantener la periodicidad de datos del estudio MPE (mediciones de 1 minuto) y analizar la validez de los datos observando lo siguiente:

- Continuidad en las estampas de tiempo
- Quitar los registros donde haya habido eventos de pérdida de demanda, o pérdida significativa de generación. Una pérdida significativa de generación corresponde a un pérdida de generación mayor o igual al 80% de la pérdida de generación más severa causada por una contingencia simple en un sistema (80% del valor de potencia del generador o grupo de generadores más grande que puede desconectarse con la falla de un solo elemento en un sistema) (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2018).
- De ser posible obtener las banderas de calidad de las mediciones y verificarlas. Eliminar las mediciones con bandera de calidad “0” o el equivalente de dato “no confiable”
- Eliminación de datos congelados o atípicos.
- Las mediciones de generación solar y eólica deben mantenerse entre 0 y el valor máximo de la potencia que las plantas pueden entregar, es decir se deben verificar los límites lógicos de la generación y quitar los valores ilógicos. Valores de generación solar durante la noche también deben ser descartados.
- Las mediciones de demanda no tienen límites como los tienen las mediciones de generación, sin embargo variabilidades en los registros minuto a minuto (saltos) mayores al 15% del valor anterior deberían ser observados y justificados (Makarov et al., 2010).
- Una resolución de al menos 2 decimales es esperada para estos parámetros.

En general todos los datos que se consideren no válidos de acuerdo a las observaciones anteriores pueden ser eliminados, además siguiendo lo realizado en la metodología MPE, se puede eliminar el día completo si se observa que cuenta con una cantidad significativa de datos no válidos.

5.2.3 Interpretación de los resultados

La interpretación de resultados para esta metodología es sencilla, los resultados pueden visualizarse gráficamente (figura 4-7) o se pueden tabular como se muestra en la siguiente tabla para uno de los escenarios del estudio.

Tabla 5-4. Resultados de la ROR secundaria y Pr para los casos con ERNC

Año	2016		2018			2020		
Escenario	max lab	max dom	max lab	min dom	max dom	max lab	min dom	max dom
ROR secundaria RORs [MW] DEL CASO	27	19	34	17	26	35	17	25
probabilidad. De la ROR secundaria	95,85%	89,22%	98,07%	99,08%	94,59%	98,20%	99,02%	93,62%
Probabilidad requerida	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
ROR secundaria RORs [MW] a Pr = 0.95	25	25	27	11	26	27	11	26

Como se puede observar, para los casos de máxima en día domingo, la probabilidad de ROR secundaria existente era menor a 95% o lo que es lo mismo, la reserva secundaria era más pequeña que el valor correspondiente a una probabilidad del 95%, lo cual indica que estos escenarios están es riesgo que la reserva rodante no sea capaz de cubrir las desviaciones del sistema en más de 5% de los casos.

En la misma tabla se observan los valores de ROR secundaria para la probabilidad requerida 95%, y se pueden calcular las diferencias en MW de la ROR existente a la ROR requerida, por ejemplo, para que la reserva secundaria de escenario de máxima de día domingo de 2016 sea igual a la ROR requerida serían necesarios 6MW más. La decisión de aumentar este valor de potencia en la reserva y por lo tanto sustituirlo en el despacho con generación más cara es un análisis costo/beneficio que deberá ser realizado por los operadores y planificadores del sistema.

5.3 Metodología NERC

5.3.1 Análisis general

Los estándares CPS del NERC se basan en evaluar el desempeño del ACE, como se ha discutido en los capítulos anteriores el ACE es la función de consigna del AGC que es, al final el sistema encargado de la regulación secundaria de frecuencia, por lo que se concluye que estos estándares evalúan específicamente y únicamente la regulación secundaria de frecuencia. Este estándar tiene el respaldo de provenir de la corporación encargada de mantener la confiabilidad del sistema norteamericano y fue fundada hace más de 50 años (North American Electric Reliability Corporation, 2021).

Los estándares CPS se componen por 2 indicadores, el CPS1, que evalúa cumplimientos a lo largo de un año en una ventana movable mes a mes, mientras que el CPS 2 evalúa cumplimientos mensuales y es un poco menos estricto que el CPS1, de cualquier forma, para establecer que el AGC está funcionando correctamente ambos indicadores deben cumplirse.

El CPS1 trabaja con promedios de 1 minuto, siguiendo las pautas de las metodologías anteriores, mientras que el CPS2 se calcula con promedios de 10 minutos por lo que se considera menos restrictivo. El estándar CPS es el indicado para evaluar el desempeño operativo del AGC, si estos indicadores tienen resultados no favorables definitivamente la regulación secundaria es deficiente (North American Electric Reliability Corporation NERC, 2004).

5.3.2 Variables críticas

5.3.2.1 Estándar CPS1

El análisis de variables críticas se realizará a partir de los componentes de la ecuación de CPS1 que fue vista en el capítulo 4 de este trabajo de graduación.

$$CPS1 = (2 - CF) * 100\% > 100\%$$

Ec. 4.3 (Makarov et al., 2010)

Esta primera ecuación indica que el valor calculado del CPS1 debe ser mayor al 100%. El CF es un factor del cumplimiento dado por las ecuaciones:

$$CF = AVG_{12-meses}[CF_1] \quad \text{Ec. 5.1 (Makarov et al., 2010)}$$

$$CF_1 = \left[\left(\frac{ACE}{-10B} \right)_1 \left(\frac{\Delta F}{\varepsilon_1^2} \right)_1 \right] \quad \text{Ec. 5.2 (Makarov et al., 2010)}$$

Para comprender el objetivo de este factor de cumplimiento se explicará de forma básica cómo funciona el AGC.

Primero se estableció en el capítulo 2 que la consigna del ACE es mantenerse lo más cercano a 0. Así, el sistema AGC funciona sensando los intercambios en las interconexiones y la frecuencia del sistema de acuerdo a la ecuación 2.2.

$$ACE = (I_r - I_p) - \beta(f_r - f_p) \quad \text{Ec. 2.2 (Argüello & Almeida, 2005)}$$

De esta ecuación se tiene que las desviaciones en los intercambios se miden contra el intercambio programado y las desviaciones de la frecuencia se miden contra el valor de referencia (60Hz). La función del AGC es compensar estas desviaciones y por lo general las acciones de control están orientadas a la corrección de la frecuencia, si la desviación de frecuencia es negativa ($f_{\text{real}} < f_{\text{programada}}$) el AGC debe buscar inyectar más potencia al sistema para levantar la frecuencia, de la misma forma si la desviación de frecuencia es positiva ($f_{\text{real}} > f_{\text{programada}}$) el AGC deberá regular la potencia hacia la disminución de la frecuencia.

Ahora en cuanto a la relación del ACE con la frecuencia, se puede decir que la relación de las desviaciones de ACE debe ser contraria a las desviaciones de frecuencia, es decir una desviación negativa del ACE debería de conllevar una desviación positiva de la frecuencia y viceversa, de esta forma las desviaciones del sistema se contrarrestan y el ACE tiende a 0.

Así, el factor de cumplimiento evaluado, el CF_1 mide la relación entre los valores del ACE y la frecuencia y las compara con el cuadrado de ε_1 . Si el CF es un número negativo, significa que el ACE y la desviación de frecuencia tenían sentidos (signos) contrarios por lo que el

control AGC tendió a compensar las desviaciones de frecuencia del sistema, caso contrario el CF resulta positivo y el control AGC aumento la desviación del sistema.

Al observar la ecuación 4.3 se puede comprobar lo anterior, el CF es restado de un valor constante 2, si el valor de CF es negativo, entonces se sumaría al 2 y el valor sería más alto que 200% lo cual indica un valor mucho más alto que el umbral mínimo (100%).

Respecto a las variables de la ecuación 5.2 la descripción es la siguiente:

- El valor de ACE es el valor promedio por minuto del ACE crudo. El ACE crudo es el valor de ACE obtenido del AGC sin filtros de control.
- El valor de Δf es el promedio por minuto de la diferencia entre valor real de la frecuencia menos el valor programado.
- El ε_1 es el valor deseado de la desviación estándar de frecuencia para los periodos de 1 minuto. Este valor puede ser un error deseado, tomando como ejemplo las desviaciones de frecuencia de otros sistemas o puede ser calculado anualmente, para el año anterior, como lo indicado para los indicadores CPS1 y CPS2 horarios del RMER (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2018). Utilizar el valor de la desviación estándar de un año anterior asegura, por lo menos, que el desempeño del control de frecuencia no empeore.
- B_i es el factor Bias del área de control, es un valor en MW/dHz que representa la respuesta de frecuencia natural del sistema ante las variaciones de la demanda. Este valor lo conoce cada operador del sistema y se calcula de forma periódica o cuando lo considere necesario.

Todas las variables anteriores se obtienen del control AGC y del operador del sistema por lo que el cálculo del CPS1 puede resultar muy sencillo para los operadores.

5.3.2.2 Estándar CPS 2

De la misma forma que para el CPS1, el análisis de variables críticas se realizará a partir de los componentes de la ecuación de cálculo del CPS2 como sigue:

$$CPS2 = \left[1 - \frac{violaciones_{mes}}{total\ de\ periodos-periodos\ no\ disponibles} \right] * 100 > 90\% \text{ Ec. 4.4 (Makarov et al., 2010)}$$

Esta primera ecuación indica que el valor calculado del CPS2 debe ser mayor al 90%. Los periodos son todos los periodos de 10 minutos que tengan datos disponibles. Las violaciones se contabilizan por mes y corresponde a las ocasiones en que no se cumpla la siguiente condición:

$$AVG_{10-min}(ACE_i) \leq L_{10} \quad \text{Ec. 5.3 (Makarov et al., 2010)}$$

Los promedios de 10 minutos del ACE deben ser menores a una constante L10, que viene dada por la siguiente ecuación:

$$L_{10} = 1.65\varepsilon_{10}\sqrt{(-10B_i)(-10B_s)} \quad \text{Ec. 5.4 (Makarov et al., 2010)}$$

Este límite se calcula sencillamente conociendo el ε_{10} y los factores Bias de todas las áreas de control interconectadas. Al igual que el ε_1 el ε_{10} es el valor deseado de la desviación estándar de frecuencia para los periodos de 10 minutos. Este valor puede ser un error deseado o puede ser calculado anualmente, para el año anterior, como lo indicado para los indicadores CPS1 y CPS2 horarios del RMER (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, 2018).

El B_i indica el factor Bias del área de control y B_s indica el factor Bias del sistema interconectado que se calcula sumando los factores Bias de todas las áreas de control de la interconexión.

Como se puede observar este cálculo es aún más sencillo que el del CPS1 ya que solo se trata de validar que el promedio del valor de ACE de 10 minutos no supere un valor constante.

5.3.3 Interpretación de los resultados

Como se puede observar de las ecuaciones anteriores, ambos indicadores se obtienen como porcentajes para cada mes, ambos indicadores tienen que cumplirse para indicar que el AGC

tiene un desempeño adecuado, si cualquiera de los dos no se cumple se deben tomar medidas para mejorar el desempeño del control AGC.

5.4 Tabla comparativa de las 3 metodologías

La tabla 5-5 reúne las características principales, ventajas y desventajas de las metodologías descritas y analizadas en este trabajo de graduación.

Tabla 5-5. Resumen comparación de las 3 metodologías

Metodología	Forma de uso	Periodo utilizado	Variables Criticas	Ventajas	Desventajas
MPE	Planificación	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Error de pronóstico de la demanda • Error de pronóstico de la generación ERNC • Generación ERNC • Demanda • Demanda residual • Lista de generadores y orden de merito 	<ul style="list-style-type: none"> • Validez estadística debido a la convolución de escenarios • Es la única metodología que verifica las rampas de generación/demanda • Puede adaptarse para utilizarse a posteriori • Se compara con los valores de reserva mínimos establecidos en el ROBCP y RMER y puede proveer nuevos valores mínimos en sus resultados 	<ul style="list-style-type: none"> • No toma en cuenta el ACE • El análisis de rampas puede ser complicado de visualizar
Tetra Tech	Planificación	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo del sistema • Intercambios ACE • Generación ERNC • Demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de menos variables • Incluye el ACE como variable critica • Resultados fáciles de tabular y leer • Los resultados ofrecen un valor de reserva recomendada 	<ul style="list-style-type: none"> • No se compara con los valores de reserva mínimos establecidos en el RMER • No establece claramente estrategias de validación de datos o periodicidad de los datos • Asume una distribución normal de la variación de la demanda
NERC	Operación	mensual	<ul style="list-style-type: none"> • ACE • frecuencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Es muy fácil de implementar a nivel operativo • Variables y cálculos sencillos • Utilizada en interconexiones más grandes y robustas 	<ul style="list-style-type: none"> • No se compara con los valores de reserva mínimos establecidos en el RMER • Esta diseñado solo para la reserva secundaria • Se basa únicamente en el ACE y la frecuencia • Su utilización en estudios para escenarios futuros seria complicada

5.5 Propuesta metodológica

Luego de analizar las diferentes metodologías para cálculo de impacto de ERNC en la regulación de frecuencia, esta sección ofrece una propuesta metodológica adaptada a la operación del sistema de potencia salvadoreño. La propuesta está basada en las metodologías presentadas por Tetra Tech y por la NERC. La elección de estas metodologías está basada en aspectos como: parámetros utilizados y su importancia en la operación del sistema (variables críticas), facilidad en la obtención de los parámetros, facilidad en la implementación y calculo, y en la comprensibilidad de resultados.

Esta propuesta metodológica está orientada a calcular el impacto de las ERNC de plantas ya instaladas, asegurando que las plantas ya instaladas en el sistema no causen ningún riesgo operativo. Además, esta metodología permite observar el valor mínimo seguro de reserva rodante y secundaria con el que el sistema puede operar, si la reserva rodante y secundaria de los escenarios se encuentra por encima del valor mínimo es posible integrar más ERNC.

Las variables críticas son todos los parámetros utilizados en las metodologías de Tetra Tech y la NERC, que son: Demanda [MW], Generación solar [MW], Generación eólica [MW], ACE [MW] y la frecuencia [Hz]. Estas variables se obtienen directamente de los sistemas de control ya sea de las plantas solares o eólicas como del operador del sistema. La importancia de los registros de la demanda y las generaciones de ERNC es clara, ya que son las impactan directamente en la variabilidad del balance demanda/generación. La importancia del ACE y la frecuencia radica en su participación directa en la regulación secundaria de frecuencia. Como se ha mencionado, El Salvador es parte de un sistema interconectado por lo que la regulación secundaria de frecuencia se hace a través de la ecuación Tie line Bias del ACE que toma en cuenta las variaciones normales de los intercambios de energía con otros países y de la frecuencia del sistema interconectado, así el ACE es parte de las variaciones intrínsecas del sistema de potencia.

Por otro lado, las metodologías también hacen uso de factores o constantes, que también pueden considerarse críticos para el cálculo de los indicadores del CPS o para la interpretación de resultados, estos son: la reserva rodante (primaria y secundaria) por escenario, el factor bias y los factores ϵ_1 y ϵ_{10} .

Esta propuesta metodológica considera que la metodología establecida por Tetra Tech debe realizarse por lo menos una vez al año, para el año anterior al año en operación. La metodología de la NERC puede llevarse a cabo mensualmente como se hace en las interconexiones americanas. La metodología de la NERC se encuentra resumida en este trabajo de graduación pero una descripción más detallada, incluyendo estrategias cuando existen pérdidas de datos, se encuentra en el manual de operaciones de la NERC (North American Electric Reliability Corporation NERC, 2004). El procedimiento de la metodología Tetra Tech se describe a continuación.

5.5.1 Procedimiento para cuantificar el impacto de la ERNC en base a las variables críticas

Paso 1. Definición de los escenarios

Los escenarios mínimos a analizar anualmente son:

- Demanda máxima diurna de día laboral en época seca y húmeda
- Demanda mínima en época seca y húmeda
- Demanda máxima diurna de día domingo en época seca y húmeda

Paso 2. Determinación de los parámetros a utilizar

Para los escenarios del paso 1 se deben obtener los siguientes parámetros:

- Demanda [MW]
- Generación solar [MW]
- Generación eólica [MW]
- ACE [MW]
- Reserva primaria [MW]
- Reserva secundaria [MW]

Los parámetros de Demanda, Generación solar y eólica, y ACE deben obtenerse de las mediciones reales en periodos de un minuto para el mes de mayor producción ERNC de la

época (seca o húmeda), día (laboral o domingo), periodo de demanda (pico, resto o valle) correspondiente al escenario estudiado.

Las reservas primaria y secundaria se obtienen del modelo del sistema en PSS/E del escenario correspondiente, es necesario tomar en cuenta un escenario que refleje la mayor integración de ERNC real, es decir, se recomienda tomar en cuenta la programación de despacho real que tenga mayor participación de ERNC en el escenario analizado.

Paso 3. Validación de datos

Se deben utilizar las estrategias para la validación de datos presentadas en la sección 5.2.2.

Paso 4. Cálculo de la desviación de los parámetros

Se calcula la desviación estándar para cada uno de los parámetros de Demanda, Intercambios ACE, Generación solar y Generación eólica de acuerdo a la siguiente ecuación de desviación estándar para una muestra:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad \text{Ec. 5.5 (Tetra Tech, 2015)}$$

Donde:

σ_x : Desviación estándar de la variable x

x_i : Valor i de la variable aleatoria x

\bar{x} : Valor promedio de la variable aleatoria x

n : cantidad de registros de la muestra

Paso 5. Cálculo de la variación total

Se calcula a partir de la desviación estándar de los parámetros del paso 4, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\sigma_{Dtotal}^2 = \sigma_D^2 + \sigma_{ACE}^2 + \sigma_{solar}^2 + \sigma_{eolica}^2 \quad \text{Ec. 4.2. (Tetra Tech, 2015)}$$

Donde:

σ_{Dtotal} : Desviación estándar total o variación total

σ_D : Desviación estándar de la demanda

σ_{ACE} : Desviación estándar del ACE

σ_{solar} : Desviación estándar de la generación solar

σ_{eolica} : Desviación estándar de la generación eólica

Paso 6. Construir la función de distribución acumulada de la variación de la demanda total

Para ello se asume predeterminadamente que la variación de la demanda responde a una curva de distribución normal, que la variación promedio de la demanda total es 0 y se utiliza la desviación estándar total calculada en el paso 5.

Paso 7. Verificación de la reserva

Con los valores reales de reserva rodante obtenidos en el paso 2, se observan cual es la probabilidad en la curva de la función de distribución acumulada creada en el paso 6. Si la probabilidad de la reserva rodante es mayor a 95%, se dice que la reserva rodante real es aceptable, en el sentido que es suficiente para cubrir las variaciones naturales del sistema (tomando en cuenta las ERNC) en el 95% del tiempo. Al valor de reserva rodante con probabilidad igual a 95% se le llama reserva rodante necesaria.

Con los valores reales de reserva secundaria obtenidos en el paso 2, se observan cual es la probabilidad en la curva de la función de distribución acumulada creada en el paso 6. Si la probabilidad de la reserva secundaria es mayor a 95%, se dice que la reserva secundaria real es aceptable, en el sentido que es suficiente para cubrir las variaciones naturales del sistema (tomando en cuenta las ERNC) en el 95% del tiempo. Al valor de reserva secundaria con probabilidad igual a 95% se le llama reserva secundaria necesaria.

Paso 8. Cuantificación del impacto de las ERNC

El impacto de la integración de ERNC al sistema de potencia de El Salvador se cuantificará en potencia (mega watts) necesaria de acuerdo al siguiente detalle:

Si la reserva rodante real tiene una probabilidad menor al 95% en la función de distribución acumulada, se procede a calcular la diferencia en potencia entre la reserva rodante real y la

reserva rodante necesaria (con probabilidad del 95%). Este valor en mega watts es la cantidad de reserva rodante que se debe adicionar al sistema.

Si la reserva secundaria tiene una probabilidad menor al 95% en la función de distribución acumulada, se procede a calcular la diferencia en potencia para la reserva secundaria real y la reserva secundaria necesaria (con probabilidad del 95%). Este valor en MW es la cantidad de reserva secundaria que se debe adicionar al sistema.

La ilustración de este impacto se presenta en la figura 5.5.

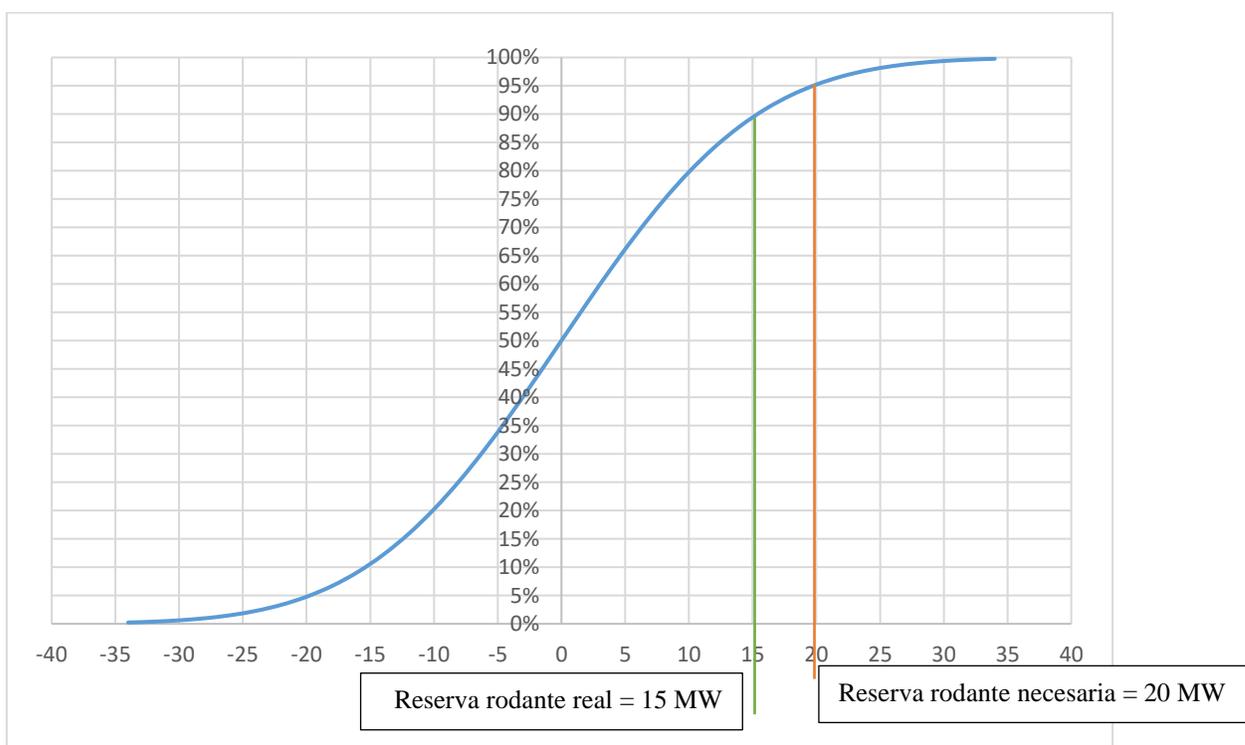


Figura 5-5. Función de distribución acumulada de la variación de la demanda total (elaboración propia)

De acuerdo a la figura 5-5 la diferencia entre la reserva rodante real y la reserva rodante necesaria es 5 MW, estos 5 MW deben ser aumentados en la reserva rodante para garantizar que las variaciones de la demanda total estén cubiertas el 95% del tiempo. Para determinar qué tan significativa puede ser esta diferencia, el valor en MW puede definirse en porcentaje de la demanda y compararse con los valores establecidos en el ROBCP (3 y 4% para la reserva primaria y secundaria respectivamente). Por último, para determinar las medidas a tomar si la integración de ERNC afecta negativamente la reserva del sistema se debe llevar a

cabo un estudio costo/beneficio, tomando en cuenta los costos asociados a adicionar los valores de potencia necesarios en la reserva rodante o secundaria, los costos de no poseer la reserva rodante o secundaria suficiente (riesgo operativo) y los beneficios brindados por la ERNC.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

El sistema de potencia de El Salvador se encuentra en una transición hacia el uso mayoritario de generación proveniente de recursos renovables, esto debe conllevar los estudios adecuados que aseguren la continuidad del suministro con los estándares de calidad adecuados. Como se desarrolló en el capítulo 2, la integración de plantas de recursos renovables, especialmente las eólicas y solares, afecta directamente el control de regulación de frecuencia y es la razón por la que la evaluación de la reserva rodante es crítica para la integración apropiada de ERNC. Los valores adecuados de reserva rodante aseguran el funcionamiento de la regulación de frecuencia y garantizan la obtención de todos los beneficios que la generación renovable brinda, como la reducción de la dependencia en el combustible fósil, la reducción de la producción de gases de efecto invernadero, la estabilidad en los precios de la energía, entre otros. Esta evaluación de la reserva rodante debe realizarse periódicamente y siguiendo estándares técnicos apropiados para el sistema de potencia salvadoreño, cuya implementación debe ser accesible para el operador y cuyos resultados deben ser claros y precisos.

Como se observó en este trabajo de graduación, no existe una sola metodología para evaluar el impacto de la ERNC en la reserva rodante del sistema eléctrico nacional. Las metodologías descritas son propuestas de carácter especializado para sistemas de potencia y fueron adaptadas especialmente para el sistema salvadoreño. Se puede concluir que ambas metodologías provistas por los consultores se basan en criterios técnicos sólidos y por lo tanto brindan indicadores válidos y en general fáciles de interpretar. Por último, la metodología de la NERC, también está basado en principios técnicos sólidos y ha sido diseñada para que su implementación e interpretación sea fácil.

Ambas metodologías de los consultores se basan en incorporar la variabilidad natural de la ERNC a la variabilidad natural de la demanda, y desde ahí toman caminos diferentes para obtener sus resultados. La metodología MPE se basa en los errores de pronósticos de todas las variables críticas y la metodología de Tetra Tech utiliza la desviación estadística de las

variables críticas, por lo que sería interesante académicamente comparar resultados para una misma base de datos. Es importante aclarar que ambos conceptos son válidos: la reserva rodante debe cubrir la variabilidad de la demanda más la ERNC y esta variabilidad también puede interpretarse como un error de pronóstico de las variables.

Ambas metodologías demostraron que, entre la reserva total y secundaria, es la reserva secundaria la que se ve más afectada por la inclusión de las ERNC. Cabe recordar que la regulación secundaria es la que se encarga de regresar la frecuencia a su valor nominal y con esto ayuda a reestablecer los valores nominales de generación e intercambios programados esto la hace un variable más decisiva que la reserva rodante total. Por último, es importante resaltar que no todas las maquinas proporcionan la regulación secundaria, esto podría limitar o restringir un despacho económico ideal ya que las mismas podrían estar forzadas a despacharse por razones técnicas.

La descripción presentada de las metodologías es clara y concisa y permite la replicación e implementación en la operación del sistema eléctrico salvadoreño para el cálculo del impacto en la reserva rodante, sea cual sea la metodología que se quiera seguir. Además, las variables críticas fueron aclaradas para cada metodología en cuanto al concepto técnico en el que se basan, como se obtienen y como deben ser calculadas y utilizadas. Por último, el análisis de las metodologías permite la comparación entre ellas, para que el operador o responsable pueda decidir con más claridad que metodología quiere seguir.

6.2 Recomendaciones

Se recomienda utilizar las metodologías que incluyan el ACE, i. e. la metodología propuesta por Tetra Tech acompañada con verificación del indicador CPS. El ACE forma parte de las variaciones naturales del sistema, debido a que toma en cuenta la variabilidad de las interconexiones. Mas importante aún es que El Salvador, como parte de la interconexión de SER, utiliza la ecuación del ACE compartida, mejor conocida como modo Tie Line Bias (Ec. 2.2) para controlar la regulación secundaria del sistema eléctrico nacional. Por último, el ROBCP establece que el mantener los intercambios en las interconexiones en valores

programados forma parte de los objetivos de la regulación secundaria y esto se logra a través de la ecuación del ACE.

Se recomienda medir el impacto de la ERNC por lo menos una vez al año a través de un estudio y se recomienda mantener evaluaciones periódicas cada mes indicadas por el CPS1 y CPS2 para control y verificación operativa.

Se recomienda que el cálculo del factor Bias se actualice una vez al año y también debe ser actualizado cuando el sistema de generación presente un cambio considerable como la entrada de una planta de generación importante. Además, los valores objetivo ϵ_1 y ϵ_{10} deben también ser verificados cada año.

Se recomienda enfocar esfuerzos para incorporar en la regulación nacional, como mínimo la evaluación de los indicadores de desempeño CPS, con el objetivo de aclarar procesos y responsabilidades.

Se recomienda como siguiente paso a la incorporación en la regulación, establecer las medidas correctivas, ya sea como compensaciones económicas o técnicas, teniendo en cuenta que lo más importante es la seguridad operativa del sistema.

Bibliografía

Agüero Vega, H. I. (2012). *RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA CON GENERACIÓN EÓLICA*. Universidad de Chile.

Argüello, G., & Almeida, W. (2005). METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LA SINTONIZACIÓN DE LOS A.G.C. EN SISTEMAS MULTIÁREA. *XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, 19, 10.

Asamblea Legislativa de El Salvador. (2017). *Ley general de la electricidad de El Salvador*. Asamblea Legislativa de El Salvador.

Cohn, J. (2019). When the grid was the grid: The history of north america's brief coast-to-coast interconnected machine [scanning our past]. *Proceedings of the IEEE*, 107(1), 232–243. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2018.2880938>

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE. (2018). (21/12/2018) *CRIE 109-2018*. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). <https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/RESOLUCION-CRIE-109-2018.pdf>

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE. (2019). *REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -RMER-*. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE.

Consejo Nacional de Energía. (2022). *Estudios CNE*. Estadísticas - Consejo Nacional de Energía. <https://estadisticas.cne.gob.sv/biblioteca/estudios-cne/>

Consejo Nacional de Energía. (2022). *Inicio*. Estadísticas - Consejo Nacional de Energía. <https://estadisticas.cne.gob.sv/>

- Deloitte Development LLC. (2018). *Tendencias globales de las energías renovables* (Insights). Deloitte Development LLC.
- International Energy Agency. (2022). *Data & Statistics*. IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser>
- IRENA. (2020). *Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables: El Salvador* (p. 68).
- Kundur, P., Balu, N. J., & Lauby, M. G. (1994). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.
- La Prensa Grafica. (2014, December 5). *Viernes inicia con apagón en El Salvador* [News]. Noticias de El Salvador - La Prensa Gráfica | Informate con la verdad. <https://www.laprensagrafica.com/elsalvador/Viernes-inicia-con-apagon-en-El-Salvador-20141205-0096.html>
- Ledesma, P. (2008). *Regulación de frecuencia y potencia* (p. 33). Universidad Carlos III de Madrid.
- Makarov, Y. V., Etingov, P. V., Zhou, N., Ma, J., Samaan, N. A., Diao, R., Malhara, S. V., Guttromson, R. T., Du, P., & Sastry, C. (2010). *Analysis Methodology for Balancing Authority Cooperation in High Penetration of Variable Generation* (PNNL-19229, 974955; p. PNNL-19229, 974955). <https://doi.org/10.2172/974955>
- MOELLER & POELLER ENGINEERING LTD. (2020). *About Us | MPE International Power System Consultants*. MPE Consultants. <https://www.moellerpoeller.co.uk/about-us>
- North American Electric Reliability Corporation. (2021). *About NERC*. <https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>

- North American Electric Reliability Corporation NERC. (2004). *North American Electric Reliability Corporation Operating Manual*. North American Electric Reliability Corporation NERC.
- Obert, M., & Pöller, M. (2014). *Analysis of the Impact of the integration of 100MW of Non-Conventional Renewable Energy (PV/Wind) on the Spinning Reserve of the Electrical System of El Salvador* (No. P13075). Moeller & Poeller Engineering, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Rahmann, C., & Castillo, A. (2014). Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions. *Energies*, 7(10), 6306–6322. <https://doi.org/10.3390/en7106306>
- SIGET. (2021). *Mercado Electrico de El Salvador 2020*. SIGET.
- Tetra Tech. (2015). *Análisis del desempeño de la reserva rodante del sistema eléctrico de potencia de El Salvador ante la integración de energías renovables no convencionales (eolica y solar fotovoltaica)* (Informe Tecnico No. 6; p. 50). Iniciativa Regional de USAID de Energia Limpia.
- Tetra Tech. (2022). *Our Company*. <https://www.tetrattech.com/en/our-company>
- Unidad de Transacciones UT. (2011a). *Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción*. Unidad de Transacciones UT.
- Unidad de Transacciones UT. (2011b). *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción*. Unidad de Transacciones UT.