



**ENTE OPERADOR REGIONAL**  
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

# **PREMISAS BÁSICAS Y LINEAMIENTOS TÉCNICOS GENERALES A SEGUIR POR LOS OS/OM PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO DE RESERVAS DE REGULACIÓN**

Conforme a lo establecido en el inciso b) numeral 4.12.7 del Libro III del RMER.

Área responsable:	Gerencia de Planificación y Operación - EOR
Dirigido a:	OS/OM
Versión	Versión Final – Conforme revisión realizada con OS/OM en reunión el 5 de julio de 2019.
Fecha de Entrega:	Julio 2019

## Contenido

1	Definiciones .....	1
1.1	Definiciones Contenidas en el RMER.....	1
1.2	Definiciones referenciales adicionales a las contenidas en el RMER.....	2
2	Antecedentes Regulatorios.....	3
3	Objetivo del Estudio .....	4
4	Premisas básicas y lineamientos técnicos generales del Estudio.....	5
4.1	Información a Considerar.....	5
4.2	Escenarios de penetración de generación eólico y fotovoltaica.....	6
4.3	Análisis de la variabilidad.....	7
5	Resultados Esperados del Estudio.....	8
6	Contenido mínimo del Informe.....	8
	Contacto EOR.....	9

## 1 Definiciones

---

### 1.1 Definiciones Contenidas en el RMER

#### **Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD)**

Son un conjunto de requisitos de técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

#### **Reserva de Contingencia (RC)**

Es la reserva conformada por los generadores con o sin capacidad de regulación primaria, cuya generación se puede modificar en un período máximo de 10 minutos. Además, incluye los generadores que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 10 minutos. A estos últimos generadores se les conoce como reserva fría o reserva de arranque rápido. La reserva de contingencia incluye también los esquemas de disparo de carga que se pueden ejecutar en forma manual o automática. El objetivo de la reserva de contingencia es proporcionar un recurso adicional para que el Error de Control de Área retorne a cero en menos de quince (15) minutos, después de un disparo de generación por lo menos igual a la unidad más grande del sistema.

#### **Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RRP)**

Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.

#### **Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RRS)**

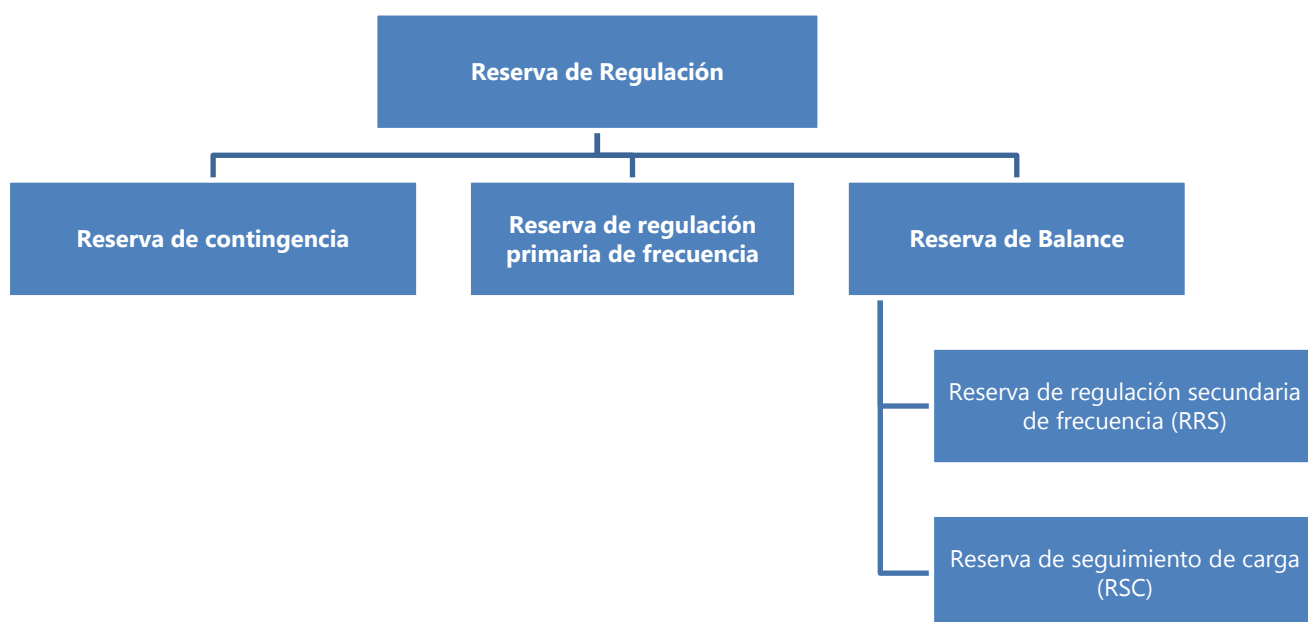
Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

## 1.2 Definiciones referenciales adicionales a las contenidas en el RMER

### Reserva de Regulación

Recurso disponible de potencia activa para mantener la frecuencia y el balance de carga/generación en un área de control. La reserva de regulación está compuesta por las reservas indicadas en el gráfico 1.

Gráfico 1 Componentes de la reserva de regulación



### Reservas de Balance (RB)

Reserva de balance está compuesta por la reserva de regulación secundaria en AGC (Control Automático de Generación), y la reserva de seguimiento de carga.

### **Reserva de Seguimiento de carga (RSC)**

Son las reservas activadas por el operador en forma manual para restaurar las reservas de regulación secundaria en AGC y para compensar las variaciones lentas de la carga y generación variable de las centrales eólicas y fotovoltaicas.

La Reserva de Seguimiento de carga puede incluir modificaciones al despacho de generación, y unidades de generación en reserva fría o de arranque rápido. Sin embargo, no incluye los disparos de carga interrumpible o cambios de demanda controlados.

### **Rampa**

Característica asociada a determinada reserva de generación que describe la razón de cambio por minuto (MW/min) del aumento o disminución de la generación de potencia activa que puede dar el sistema de generación de un área de control en particular.

## **2 Antecedentes Regulatorios**

La resolución **CRIE-95-2018** con fecha 25 de octubre de 2018, introdujo la sección 4.12 en el Libro III del RMER, que contiene los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional.

En el inciso b), numeral 4.12.7, se establece lo siguiente con respecto al Estudio de requerimientos de reserva de regulación:

- i. *En el plazo de un (1) año contado a partir de la aprobación de estos requerimientos, cada OS/OM deberá realizar, con una periodicidad de al menos de dos años o a solicitud del EOR, un estudio de requerimientos de reservas de balance y de regulación de frecuencia (Estudio de Reserva de Regulación), para la integración previsible de generación eólica y fotovoltaica en su respectiva área de control.*
- ii. *Dicho estudio deberá realizarse con base a las perspectivas de corto plazo, del aumento del parque de generación eólico y fotovoltaico; y los recursos de generación existentes y previstos para cubrir los requerimientos de reserva de balance y de regulación de frecuencia.*
- iii. *El estudio de Reserva de Regulación que realizará el OS/OM, tendrá un horizonte de análisis de tres (3) años y deberá determinar la viabilidad de integración de nuevas centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en sus respectivas áreas de control, desde el punto de vista de la disponibilidad y suficiencia de las reservas de balance y de regulación de frecuencia.*
- iv. *El EOR definirá las premisas básicas y los lineamientos técnicos generales a seguir para el desarrollo del estudio de Reserva de Regulación que realizarán los OS/OM.*

- v. *El OS/OM remitirá el estudio de Reserva de Regulación al EOR. El EOR validará que dicho estudio fue realizado conforme a las premisas básicas y los lineamientos técnicos generales definidos, a fin de considerarse como insumo para recomendar a la CRIE sobre los trámites de solicitudes de conexión a la RTR.*
- vi. *Los iniciadores de proyectos de generación eólicas y fotovoltaicas, que soliciten su conexión a la RTR, como parte de los requisitos de trámite, deberán presentar el estudio de Reserva de Regulación vigente, realizado por el OS/OM respectivo, del área de control donde se conectará el proyecto, a efectos de demostrar la disponibilidad y suficiencia de reserva de regulación para compensar el efecto neto de la variación de frecuencia y de balance carga-generación, considerando la integración del proyecto que solicita ser conectado. La presentación del estudio será acompañada por un documento del OS/OM en el cual se avala que será implementada la reserva de regulación adicional que sea requerida, de acuerdo al estudio, e indicando los generadores que cubrirán dicha reserva.*

### **3 Objetivo del Estudio**

---

El Estudio de Reserva de Regulación que realizará cada OS/OM tendrá como objetivos lo siguiente:

1. Determinar para su respectiva área de control, el requerimiento de reservas de regulación, enfocado en la reserva de balance para regulación secundaria (RRS) en AGC y la reserva de seguimiento de carga (RSC), para mantener la frecuencia y el balance carga-generación, considerando la variabilidad de la demanda y la variabilidad de la generación eólica y fotovoltaica, para el escenario esperado de integración de estas tecnologías de generación.
2. Determinar la viabilidad del área de control para la integración de nuevas centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, desde el punto de vista de la disponibilidad y suficiencia de las reservas de balance, de tal manera que el OS/OM demuestre que el efecto neto de la variación de frecuencia y balance de generación-carga podrá ser compensado.

## 4 Premisas básicas y lineamientos técnicos generales del Estudio

### 4.1 Información a Considerar

La información mínima que deben considerar los OS/OM en el desarrollo del estudio son de dos tipos, las cuales se detallan a continuación:

#### **a) Información Histórica:**

1. Mediciones SCADA minuto a minuto de la inyección de todas las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en operación y de la demanda eléctrica total de su sistema, del último año completo de operación que será tomado como año base.
2. Ubicación geográfica de las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en operación.
3. Pronósticos históricos horarios de la demanda eléctrica total, de la generación eólica y fotovoltaica, del último año completo de operación que será tomado como año base. Esta información es un insumo a utilizar en el análisis del error de pronóstico de la generación eólica y fotovoltaica, conforme a la metodología que aplique cada OS/OM.
4. Capacidad máxima de generación de todas las centrales eólicas y fotovoltaicas. Adicionalmente, incluir información específica de la tecnología usada por las centrales fotovoltaicas como las características de los inversores, características de los paneles fotovoltaicos, y tipo de seguimiento solar. Para el caso de las centrales eólicas, se debe agregar la información técnica relacionada al tipo de aerogeneradores, y altura de elevación de los aerogeneradores.

#### **b) Información sobre condiciones previstas**

A continuación, se indica la información a tener en cuenta en los análisis de las condiciones previstas en el horizonte del estudio.

1. Lista de proyectos de generación convencional previstos a entrar en operación en el plazo del horizonte del estudio. Es decir, que solamente se deben incluir aquellos proyectos de generación que están en construcción y que existe total certeza de su entrada en operación en el horizonte del estudio.
2. Capacidad total disponible de generación convencional, por tipo de tecnología.
3. Lista de las unidades generadoras, previstas a participar en la RRS y la RSC.
4. Lista de proyectos de generación eólico y fotovoltaico a entrar en operación, en el plazo comprendido en el horizonte del estudio, indicando la información técnica de cada proyecto (capacidad, tecnología).

5. Ubicación geográfica de las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas existentes y proyectadas en el horizonte de estudio.
6. Inyección de potencia, en intervalos de hasta 10 minutos, de las centrales eólicas y fotovoltaicas, existentes y futuras. La inyección de potencia, puede estimarse a partir de datos reales históricos medidos o a partir de datos meteorológicos hechos por empresas especializadas. Dichos datos deben ser generados considerando la tecnología y ubicación geográfica de las centrales de generación eólica y fotovoltaicas.
7. Pueden utilizarse los correspondientes pronósticos estimados para las centrales eólicas y fotovoltaicas futuras. Las características de los pronósticos estimados deben coincidir con los esquemas históricos, o ser consistes con escenarios de pronósticos que se deseen estudiar.
8. Pronóstico del crecimiento de la demanda eléctrica en el horizonte de estudio.

## 4.2 Escenarios de penetración de generación eólico y fotovoltaica

Cada OS/OM debe analizar como mínimo dos escenarios de penetración de generación eólica y fotovoltaica, considerando en cada escenario que el resto del parque de generación evoluciona conforme a los planes nacionales de expansión aprobados y los proyectos que se gestionan por iniciativa de agentes. Estos escenarios son: **Escenario Base y Escenario Esperado**.

Un tercer escenario denominado **Escenario de Incertidumbre**, podrá ser analizado en forma opcional por el OS/OM, si lo considera pertinente.

A continuación, se describe cada uno de los escenarios de penetración de generación antes mencionados:

1. **Escenario Base (ESC\_B)**: No se adiciona generación eólica ni fotovoltaica, solamente se considera la que ya está en funcionamiento en el último año de operación que será tomado como año base.
2. **Escenario Esperado (ESC\_E)**: Este escenario considera la adición de generación eólica y fotovoltaica con una alta probabilidad de entrar en operación durante el horizonte del estudio, con base al avance real de su gestión, tal como, adjudicación, financiamiento aprobado, adquisición de los terrenos del emplazamiento, etapa de ingeniería en desarrollo y construcción, etc.
3. **Escenario de Incertidumbre (ESC\_I)**: En el análisis de este escenario, se consideran las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas incluidas en el escenario esperado (Esc\_E) y además considerará la integración de centrales de generación, que tienen algún avance real en su gestión, pero de las cuales no se tiene plena



certeza sobre su ejecución y puesta en servicio para los años comprendidos en el horizonte del estudio.

Se requiere que se presente un resumen de cada escenario, conforme a las tablas de ejemplo que se indican a continuación:

*Tabla 1. Adición prevista de capacidad de generación eólica y fotovoltaica considerada a integrarse en cada escenario, por año (MW).*

Año	Esc_E			Esc_I		
	FV	EO	Total Esc_E	FV	EO	Total Esc_I
<b>2020</b>	20	30	40	20	30	50
<b>2021</b>	10	40	60	50	60	110
<b>2022</b>	20	15	35	30	30	60
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>85</b>	<b>135</b>	<b>100</b>	<b>120</b>	<b>220</b>

*Tabla 2. Descripción de Escenarios de Penetración de Generación Fotovoltaica y Eólica*

Escenario	Capacidad Actual (MW)			Adición de Capacidad (MW)			Capacidad Escenario (MW)		
	FV	EO	Total	FV	EO	Total	FV	EO	Total
<b>Esc_B</b>	150	100	250	0	0	0	150	100	250
<b>Esc_E</b>	150	100	250	50	85	135	200	185	385
<b>ESC_I</b>	150	100	250	100	120	220	250	220	470

### 4.3 Análisis de la variabilidad

Cada OS/OM debe considerar la variabilidad e incertidumbre de generación eólica y fotovoltaica, tanto de centrales existentes como de aquellas que aún no están en operación considerando para ello las características propias de la tecnología y la ubicación geográfica de las centrales.

Los OS/OM definirán la metodología que usarán en el estudio para modelar la variabilidad e incertidumbre de la generación fotovoltaica y eólica. Sin embargo, deberán presentar en su informe una explicación detallada de dicha metodología.

También, cada OS/OM podrá usar datos meteorológicos propios de cada ubicación geográfica de las centrales de generación fotovoltaica y eólica para generar las series diferentes, de esta forma, se considerará la naturaleza variable e incierta de la generación eólica y fotovoltaica específica de cada central.

## 5 Resultados Esperados del Estudio

---

Entre los principales resultados que se espera que cada OS/OM obtenga en su estudio son los requerimientos de reserva (capacidad, rampas, y duración de rampas) para cada hora de los doce meses de cada año en el horizonte de estudio. En tal sentido, el OS/OM debe presentar en su informe, al menos los siguientes resultados:

1. Requerimientos de reserva:
  - a. Reserva de regulación secundaria en AGC.
  - b. Reserva para seguimiento de carga.
2. A nivel horario, determinar la capacidad de la reserva para bajar y para subir generación, para un intervalo de confianza mínimo de 95% y para una ventana de tiempo de 10 minutos.
3. Determinar la Rampa característica de las reservas para bajar y para subir generación versus intervalos de duración de 10, 20, 30, 40, 50 y 60 minutos.
4. Es opcional para cada OS/OM, obtener a nivel horario el valor de rampa (MW/min) de la reserva para bajar y para subir generación, para un intervalo de confianza mínimo de 95% y para una ventana de tiempo de 10 minutos.
5. Los resultados antes descritos deberán ser presentados en forma tabular para cada uno de los escenarios de penetración de generación eólica y fotovoltaica a considerar en el desarrollo y horizonte del estudio. En el anexo a este documento se indican los formatos tabulares para presentar la información.

## 6 Contenido mínimo del Informe

---

Se requiere que el informe incluya el siguiente contenido.

1. Evolución esperada de la demanda en cada año del horizonte de estudio indicando lo siguiente:
  - a. Curva típica diaria de la demanda total del sistema tanto para estación de verano como de invierno
  - b. Pronóstico de demanda máxima en MW
2. Descripción general del parque de generación en cada año del horizonte de estudio indicando lo siguiente:
  - a. Composición del parque de generación



- b. Ingresos y retiros de generación
- 3. Descripción de los escenarios de penetración de generación eólica y fotovoltaica que fueron considerados en el estudio.
- 4. Listado de centrales futuras de generación eólica y fotovoltaica consideradas en el estudio. Presentar de forma tabular la información de los proyectos que ha considerado en el estudio., indicando al menos lo siguiente:
  - a. Nombre de la central de generación
  - b. Capacidad de generación en MW
  - c. Año de entrada en operación
  - d. Subestación de conexión
  - e. Ubicación geográfica (departamento, municipio y coordenadas)
  - f. Breve descripción de la tecnología de generación de energía eléctrica
- 5. Metodología aplicada.
- 6. Resultados Obtenidos
- 7. Conclusiones

## Contacto EOR

Para aclaraciones sobre los requerimientos indicados en este documento o sobre la base de datos regional proporcionada por el EOR contactar a:

### Ing. Christian Muñoz

Coordinador de Planificación del Sistema - EOR

Email: [cmunoz@enteoperador.org](mailto:cmunoz@enteoperador.org)

Teléfono: (+503) 2245-9000

### Ing. Diego Midence

Analista de Planificación del Sistema - EOR

Email: [dmidence@enteoperador.org](mailto:dmidence@enteoperador.org)

Teléfono: (+503) 2245-9000



## ANEXO I

### Formato a utilizar en la presentación de los resultados del estudio

A continuación, se indican los formatos de presentación de los resultados mensuales de reservas.

*Tabla 3. Valores de Reserva en MW*

ESCENARIO PENETRACIÓN	TIPO RESERVA	HORAS DEL DÍA																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ESC_B	RRS-SUBIR																								
	RRS-BAJAR																								
	RSC-SUBIR																								
	RSC-BAJAR																								
ESC_E	RRS-SUBIR																								
	RRS-BAJAR																								
	RSC-SUBIR																								
	RSC-BAJAR																								
*ESC_I	RRS-SUBIR																								
	RRS-BAJAR																								
	RSC-SUBIR																								
	RSC-BAJAR																								

RRS: Reserva de Regulación Secundaria

RSC: Reserva de Seguimiento de Carga

\*ESC\_I: Escenario de Penetración de generación fotovoltaica y eólica opcional que podrá ser analizado por el OS/OM que así lo considere pertinente

*Tabla 4. Rampa (MW/min) versus Duración*

ESCENARIO PENETRACIÓN	TIPO RESERVA	DURACIÓN (MIN)					
		10	20	30	40	50	60
ESC_B	RRS-SUBIR						
	RRS-BAJAR						
	RSC-SUBIR						
	RSC-BAJAR						
ESC_E	RRS-SUBIR						
	RRS-BAJAR						
	RSC-SUBIR						
	RSC-BAJAR						
*ESC_I	RRS-SUBIR						
	RRS-BAJAR						
	RSC-SUBIR						
	RSC-BAJAR						

RRS: Reserva de Regulación Secundaria

RSC: Reserva de Seguimiento de Carga

\*ESC\_I: Escenario de Penetración de generación fotovoltaica y eólica opcional que podrá ser analizado por el OS/OM que así lo considere pertinente

*Tabla 5. Valores de Rampa en MW/min*

ESCENARIO PENETRACIÓN	TIPO RESERVA	HORAS DEL DÍA																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ESC_B	RRS-SUBIR																								
	RRS-BAJAR																								
	RSC-SUBIR																								
	RSC-BAJAR																								
ESC_E	RRS-SUBIR																								
	RRS-BAJAR																								
	RSC-SUBIR																								
	RSC-BAJAR																								
*ESC_I	RRS-SUBIR																								
	RRS-BAJAR																								
	RSC-SUBIR																								
	RSC-BAJAR																								

RRS: Reserva de Regulación Secundaria

RSC: Reserva de Seguimiento de Carga

\*ESC\_I: Escenario de Penetración de generación fotovoltaica y eólica opcional que podrá ser analizado por el OS/OM que así lo considere pertinente