



# Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reserva



Departamento Estudios Sistemas  
Eléctricos

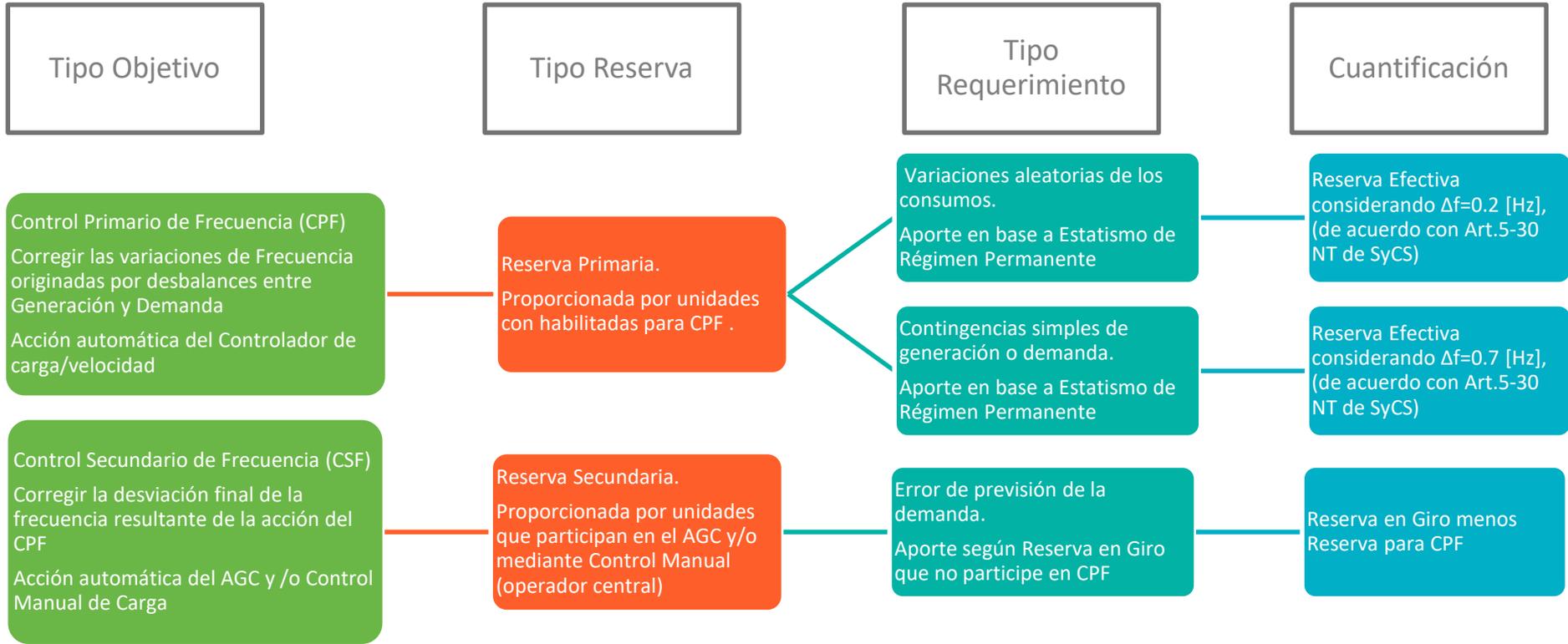
# Antecedentes

NT de SyCS, en el artículo 6-43 del Título 6-8, la DO del CDEC-SIC deberá realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, a través de:

- Definición de reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la presente NT.
- Correcta asignación de reservas entre unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.
- La evaluación de la calidad y cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS

# Antecedentes

## Control de Frecuencia



# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

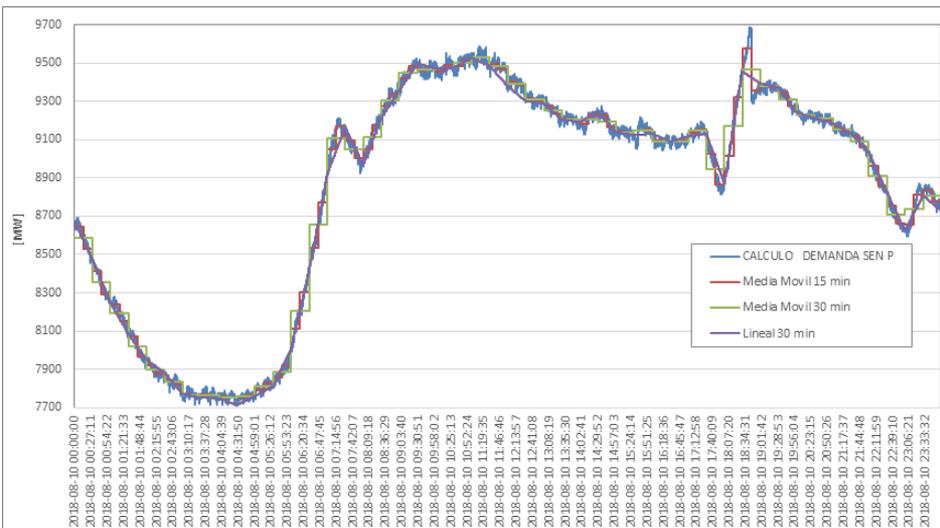
Control Primario.

## Desviaciones instantáneas Generación vs. Demanda:

### • Variaciones Instantáneas de los Consumos

#### Metodología:

- Obtención de componente aleatoria de la demanda desde Medidas en tiempo real
- Estimación de la demanda a partir de la generación total cada 1 segs por un mes.
- Filtro de componente aleatoria:
  - Contra medias móviles 15 – 30 minutos
  - Contra Interpolación Lineal (1er Orden) cada 30 min.
- A partir de análisis estadístico de componente aleatoria, Reserva =  $1,96\sigma$  (95% prob. excedencia)
- Para incorporar efecto ERNC se considera Gx bruta Total – Gx bruta ERNC



# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

Control Primario.

## Desviaciones instantáneas Generación vs. Demanda:

- Pérdida de generación unidad de mayor magnitud
- Pérdida de mayor consumo de gran magnitud

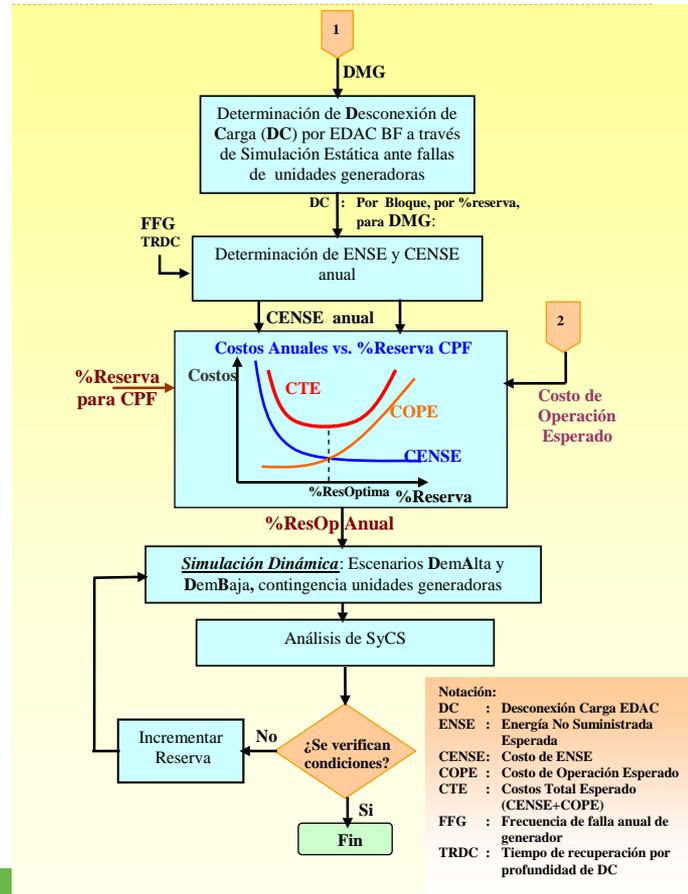
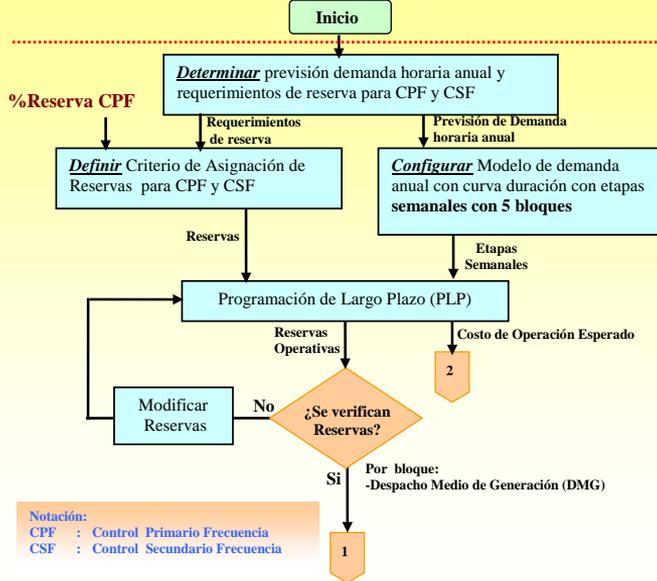
Metodología determinación montos de reserva requerida para contingencias Generación:

- NT SyCS: Reserva de potencia tal que la función de costo constituida por el costo de operación más el costo de la energía no suministrada debido al desprendimiento de carga por EDAC, sea mínima, en un horizonte de operación de 12 meses.
- Corrección considerando disponibilidad reserva secundaria de potencia mediante Montecarlo
- Verificación dinámica en Simulador

# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Primario.

Diagrama flujo  
Reserva Óptima de Potencia para el CPF

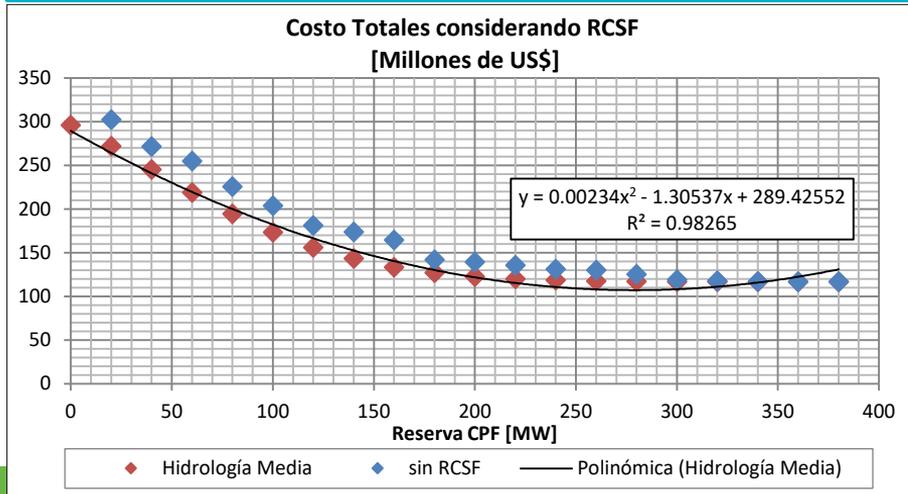


# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Primario.

Metodología determinación montos de reserva requerida para contingencias Generación:

- NT SyCS: Reserva de potencia tal que la función de costo constituida por el costo de operación más el costo de la energía no suministrada debido al desprendimiento de carga por EDAC, sea mínima, en un horizonte de operación de 12 meses.
- Corrección considerando disponibilidad reserva secundaria de potencia mediante Montecarlo
- Verificación dinámica en Simulador



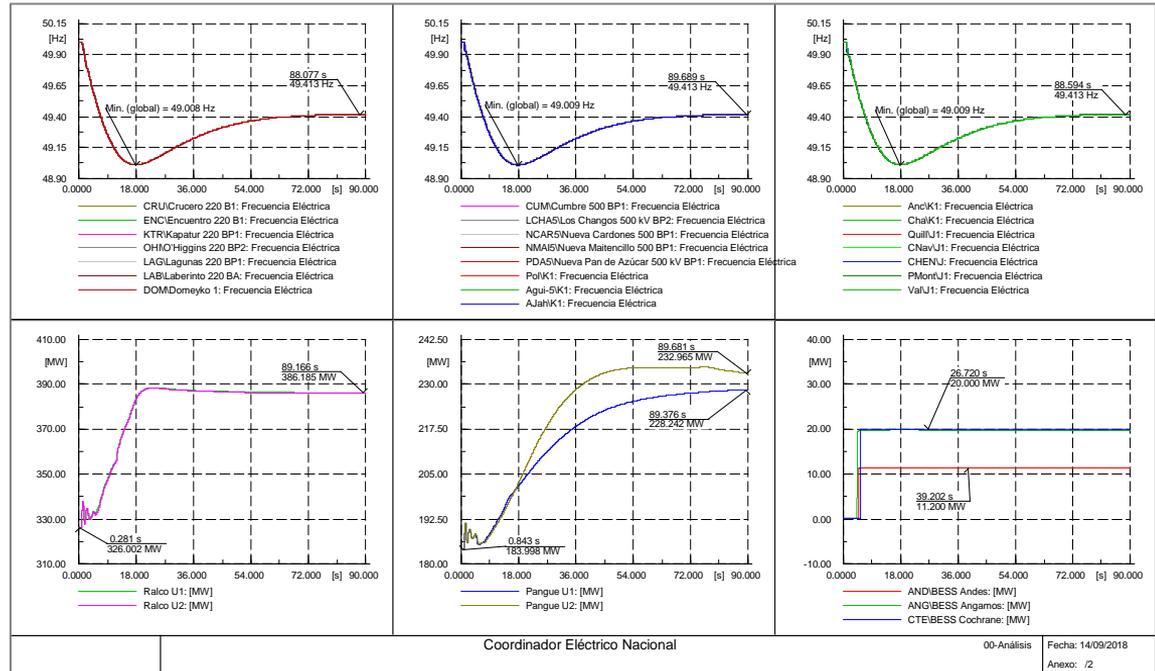
La disponibilidad de excedentes de reserva para CSF depende del error de previsión y se considera solamente el 50% como reserva efectiva para CPF.

# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Primario.

### 3. Verificación dinámica en Simulador

- Desconexión Intempestiva unidad mayor tamaño (396 [MW] San Isidro II)
- Escenarios más exigentes previstos para DA y DB
- Habilitación Controladores Carga/Velocidad en unidades ajustando reserva óptima obtenida
- Verificación estándares NT SyCS
- Metodología determinación montos de reserva requerida para contingencias Consumos:

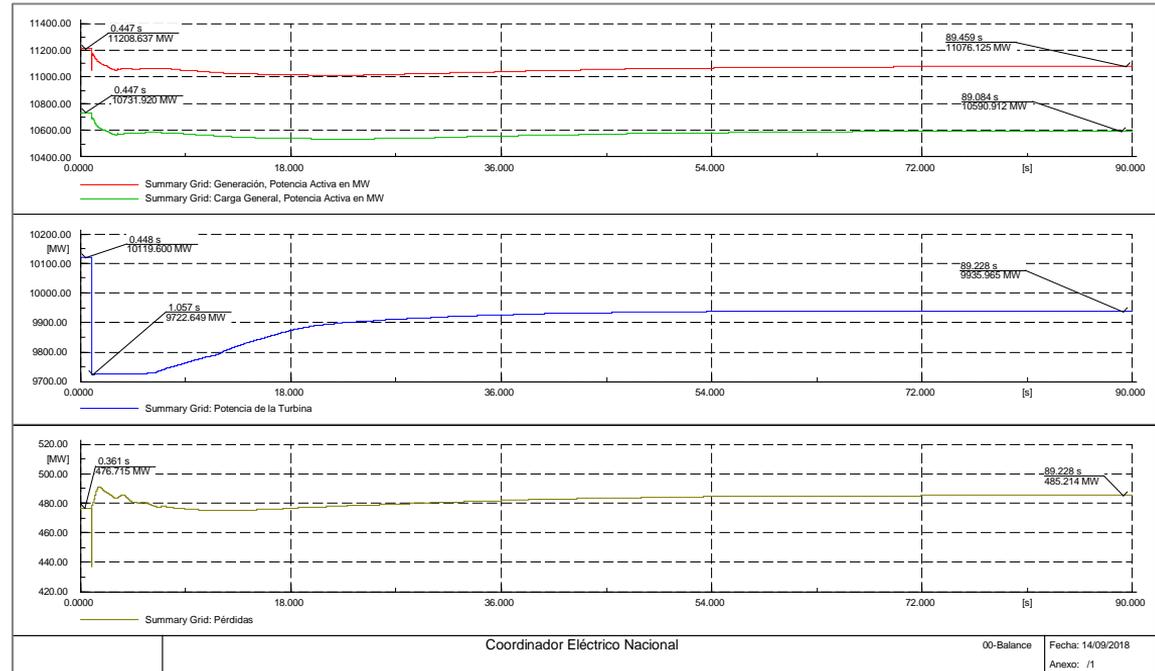


# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Primario.

### 3. Verificación dinámica en Simulador

- a) Desconexión Intempestiva unidad mayor tamaño (396 [MW] San Isidro II)
  - i. “Balance  $\Delta P_{elec} = \Delta P_{mec} + \Delta carga - \Delta P_p$ ”
- b) Escenarios más exigentes previstos para DA y DB
- c) Habilitación Controladores Carga/Velocidad en unidades ajustando reserva óptima obtenida
- d) Verificación estándares NT SyCS
- e) Metodología determinación montos de reserva requerida para contingencias Consumos:

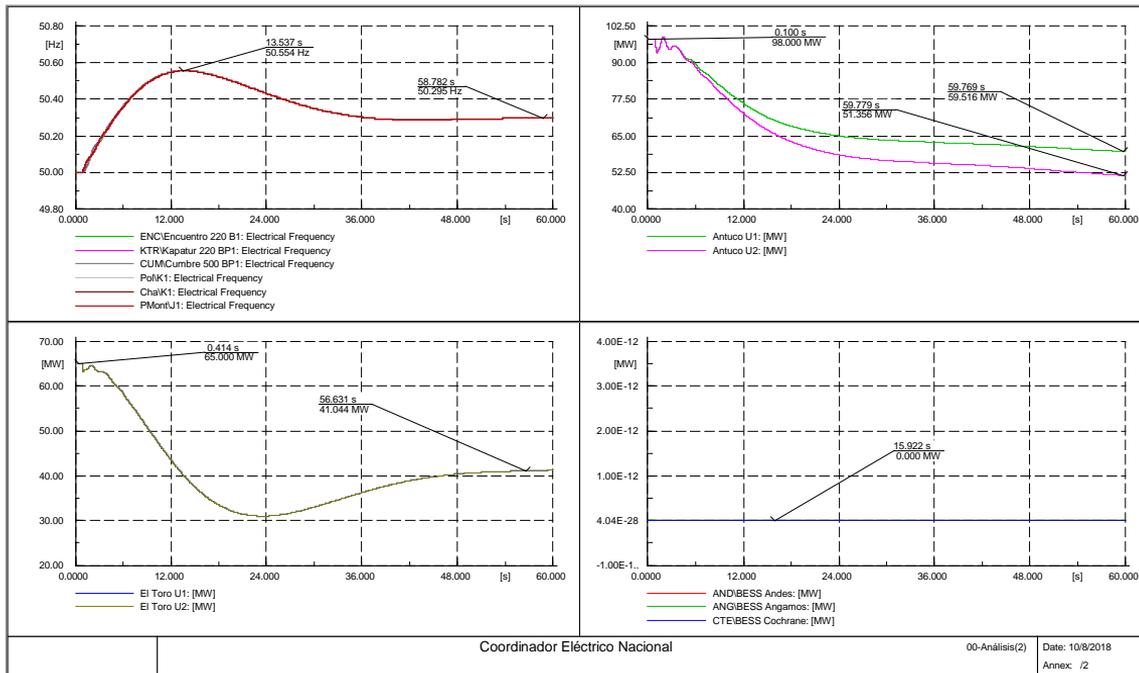


# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Primario.

### 3. Verificación dinámica en Simulador

- Desconexión Intempestiva unidad mayor tamaño (396 [MW] San Isidro II)
- Escenarios más exigentes previstos para DA y DB
- Habilitación Controladores Carga/Velocidad en unidades ajustando reserva óptima obtenida
- Verificación estándares NT SyCS
- Metodología determinación montos de reserva requerida para contingencias Consumos:
  - NT SyCS no establece optimo técnico económico y por tanto se realiza un proceso iterativo para encontrar reserva mínima para absorber



# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

Control Secundario.

La NT SyCS establece que la reserva secundaria se determina a partir del error de previsión y contingencias.

Metodología determinación montos de reserva requerida:

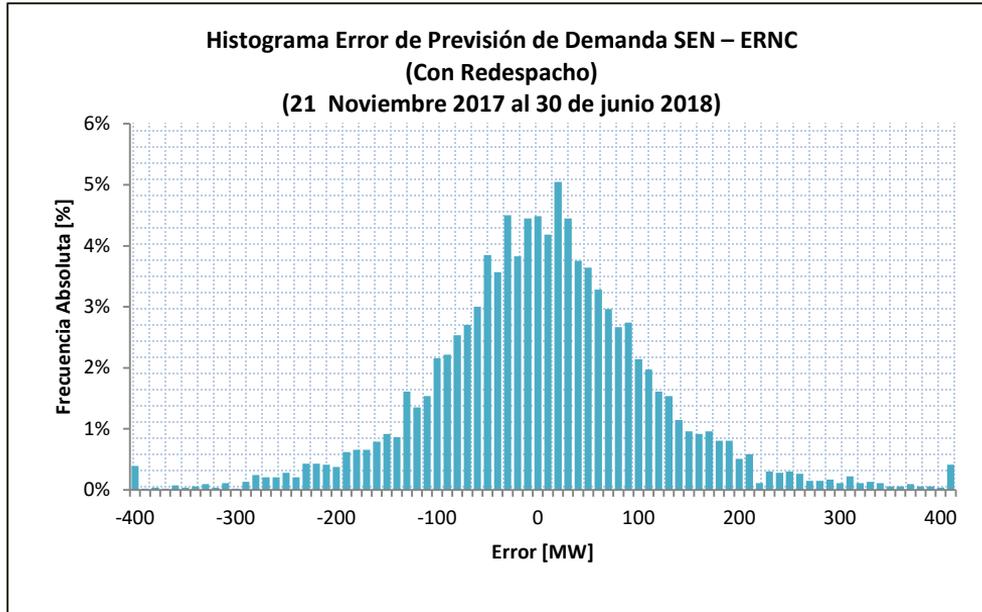
- Análisis estadístico Error Previsión Demanda bruta (total generación SEN)
- Se considera que el errores previsión deriva del seguimiento tendencia diaria demanda

$$E\text{Pr}evi_h = (G\text{Re}al_h - G\text{Re}al_{h-1}) - (G\text{Pr}og_h - G\text{Pr}og_{h-1})$$

- Análisis estadístico Error Previsión Demanda bruta (total generación SEN).
  - Reserva =  $1,96\sigma$  (95% prob. excedencia)
  - Distinción de bloques debido a la variabilidad horario del Error de previsión
- Para incorporar efecto ERNC se considera  $Gx$  bruta Total –  $Gx$  bruta ERNC

# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Secundario.



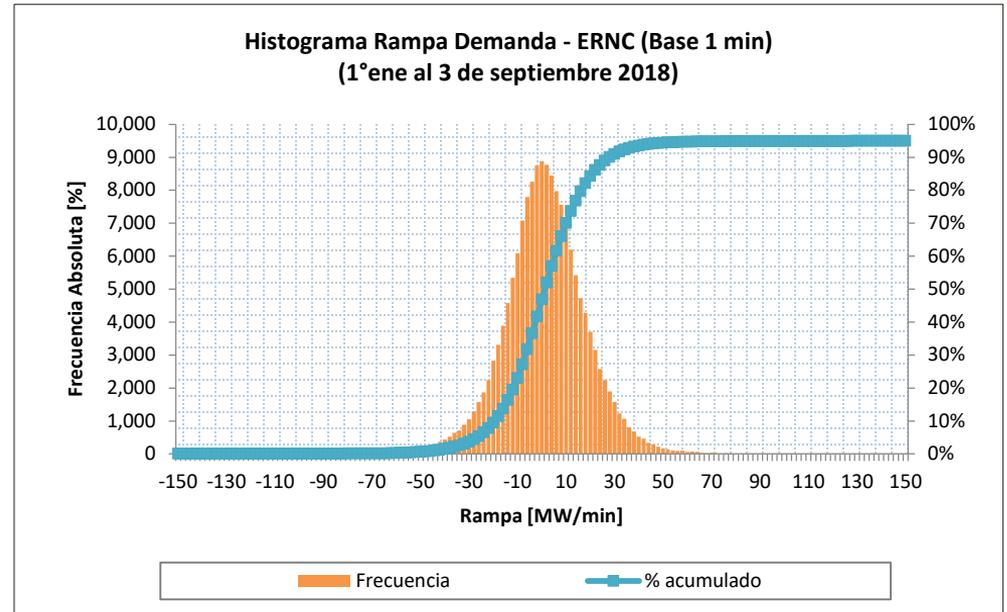
Error de Previsión Demanda SEN - ERNC (con Redespacho) año 2018 (21 de Noviembre 2017 al 30 de Junio 2018)											
N° Hora	Hora		Horaria			Bloque Horario			Anual		
	Desde	Hasta	X	$\sigma$	MW	X	$\sigma$	MW	X	$\sigma$	MW
2	1:00	1:59	-26.4	85.7	+142/-194	0.0	102	+200/-200	0.0	118.2	+232/-232
3	2:00	2:59	-29.1	73.2	+114/-173						
4	3:00	3:59	-3.9	73.3	+140/-147						
5	4:00	4:59	12.7	69.6	+149/-124						
6	5:00	5:59	1.7	67.4	+134/-130						
7	6:00	6:59	21.1	89.5	+196/-154						
8	7:00	7:59	54.7	103.9	+258/-149						
9	8:00	8:59	20.0	140.4	+295/-255						
10	9:00	9:59	-32.2	138.9	+240/-304						
11	10:00	10:59	-2.5	129.4	+251/-256						
12	11:00	11:59	6.7	95.0	+193/-180						
13	12:00	12:59	-14.1	91.6	+165/-194						
14	13:00	13:59	-32.7	108.9	+181/-246						
15	14:00	14:59	-6.3	84.6	+160/-172						
16	15:00	15:59	7.4	87.2	+178/-163						
17	16:00	16:59	14.8	94.0	+199/-170						
18	17:00	17:59	14.3	121.6	+253/-224						
19	18:00	18:59	18.6	149.3	+311/-274						
20	19:00	19:59	-6.9	129.3	+247/-260						
21	20:00	20:59	-48.3	129.8	+206/-303						
22	21:00	21:59	40.3	113.8	+263/-183						
23	22:00	22:59	-7.5	91.1	+171/-186						
24	23:00	23:59	-6.1	107.1	+204/-216						
1	0:00	0:59	6.6	256.5	+509/-496						

# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

## Control Secundario.

Requerimientos de Rampas de Toma de Carga para CSF.:

1. Análisis estadístico desviaciones demanda bruta en un minuto (Gx bruta total SEN).
2. Rampa requerida =  $1,96\sigma$  (95% prob. excedencia)
3. Para incorporar efecto ERNC se considera Gx bruta Total – Gx bruta ERNC



# Requerimientos de Reserva para Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia			
I.- Reservas [MW]	Norte <sup>1</sup>	Sur	Total <sup>2</sup>
1.- Control Primario Frecuencia	+108/-63	+253/-149	+361/-212
1.1.- Variaciones Instantáneas Consumos	+/-24	+/-57	+/-81
1.2.- Contingencias	+84/-39	+196/-92	+280/-131
1.2.1.- Generación	+84	+196	+280
1.2.2.- Consumos	-39	-92	-131
2.- Control Secundario Frecuencia	+/-70	+/-162	+/-232
2.1.- Bloque 01:00 - 18:00 hrs	+/-60	+/-140	+/-200
2.2.- Bloque 18:00 - 01:00 hrs	+/-88	+/-206	+/-294
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	-	-	+/-34

<sup>1</sup> Límite Norte/Sur referido a S/E Nogales

<sup>2</sup> Estos montos consideran los efectos que tiene la alta penetración ERNC en el SEN.