



# Garantía de Suministro 2022

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

## Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
01/12/2021	Por UTE: Gabriela Gaggero, Hernán Rodrigo, Eduardo Penza de la unidad PEG de UTE-Melilla  Por ADME: Ruben Chaer, Felipe Palacio, Maria Cristina Alvarez, Pablo Soubes, Eliana Cornalino.	Elaboración de las hipótesis del informe
01/02/2022	Felipe Palacio  Maria Cristina Alvarez  Pablo Soubes	Creación del informe.
25/02/2022	Felipe Palacio  Maria Cristina Alvarez  Pablo Soubes	Versión final del informe.
02/03/2022		Vista en Directorio.



## 1. Resumen ejecutivo.

El presente informe analiza el balance de requerimientos y aportes a la Garantía de Suministro de acuerdo a lo previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Para representar el modelo del sistema uruguayo se modifica la sala SimSEE de paso diario de la Programación Estacional Noviembre 2021 - Abril 2022. Se actualiza el ingreso escalonado de UPM2 al Sistema Interconectado Nacional a partir del 01/04/2023, atrasando su ingreso seis meses respecto a lo considerado en la Programación Estacional vigente. Se considera que salen de servicio del sistema las unidades de CTR el 1/1/2025, los moto-generadores de Central Batlle el 1/1/2031, PTA16 a partir del 01/01/2040; los parques eólicos y solares salen de servicio del sistema luego de 20 años de funcionamiento. Se realiza la previsión de la demanda de energía del sistema a partir de la información proporcionada por la DNE y el Distribuidor-UTE. El plan de expansión de la generación se construye a partir del que suministra la DNE con modificaciones para mantener el equilibrio Oferta/Demanda. El plan de expansión resultante incorpora generación solar a partir del 2026, generación eólica a partir del 2028, turbinas de Gas Oil de 69 MW a partir del 2038 y ciclos combinados de 180 MW a partir del año 2040.

Para la determinación de las horas del Período Firme se seleccionan el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

Se destaca que a partir de enero-2029 existen 4 eventos donde el Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir supera al 5% del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro. El primer evento ocurre en enero-29 con un Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir del 6.6 % del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro; el segundo y tercer evento ocurre en junio y julio-29 con un Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir del 7.4 % y 5.4 % del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro respectivamente; el cuarto evento ocurre en enero-30 con un Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir del 7.2 % del Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro. Estos eventos ocurren en meses donde los requerimientos de potencia del Sistema Interconectado Nacional son los mayores del año.

La potencia de Falla diaria en el Poste 1, la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda y la Falla promedio mensual en el Período Firme no son significativas en todo el período en estudio.

## 2. Introducción.

Se presenta a continuación un resumen del objeto, alcance y contenido en relación al Informe de Garantía de Suministro según lo estipulado en la reglamentación vigente.

La Garantía de Suministro (GS) tiene por objeto asegurar a los Participantes Consumidores, la existencia de suficiente Potencia Firme con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía. Cada Participante Consumidor tiene la obligación de cubrir anticipadamente con Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP), una parte de su requerimiento previsto de GS.



El requerimiento de GS de cada Participante Consumidor se mide como la potencia media de su consumo en el Período Firme más las pérdidas de transmisión asociadas. En este informe para la determinación del Período Firme se seleccionan el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

La GS se obtiene comprando PFLP por contratos o en el Servicio de Reserva Nacional (SRN).

Para un Gran Consumidor, los requerimientos de GS que se indican a continuación se aplican:

- Al Distribuidor en relación con el usuario de sus servicios que es Gran Consumidor Potencial.
- Al Comercializador de Grandes Consumidores en relación con dichos Grandes Consumidores.
- Al propio Gran Consumidor cuando éste es Participante del Mercado y compra en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) sin intermediación.

En este informe se presenta la información mensual que se indica a continuación para el período de 8 años a partir de enero 2022:

- Requerimiento previsto de Garantía de Suministro.
- Seguro de Garantía de Suministro.
- Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro.
- Cubrimiento previsto.
- Seguro de suministro sin cubrir.
- Contratos faltantes.

Se incluye también la PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2022.

### 3. Hipótesis

Las hipótesis que se utilizan en esta GS son las correspondientes a la elaboración de la Programación Estacional (PES) Noviembre 2021 – Abril 2022 junto con las modificaciones y agregados que se detallan en esta sección.

#### 3.1. Demanda

En este estudio la demanda se refiere a la energía inyectada al SIN en bornes de transmisión. La demanda que se utiliza se compone de la siguiente manera:

- Desde el 2019 al 2026 se considera la demanda de la PES vigente.
- Desde el 2027 al 2035 se calcula una demanda con un crecimiento interanual de 1.5% la cual coincide con la demanda proporcionada por la DNE (“Tendencial D150”) al 2035.
- Desde el 2036 al 2050 se utiliza la demanda de la DNE.

En la Tabla 1 se muestra la demanda proyectada hasta el año 2050.



Año	Demanda [GWh]	Año	Demanda [GWh]
2021	11132	2036	14502
2022	11339	2037	14740
2023	11645	2038	14994
2024	11924	2039	15263
2025	12184	2040	15544
2026	12476	2041	15836
2027	12665	2042	16138
2028	12856	2043	16451
2029	13051	2044	16771
2030	13248	2045	17107
2031	13449	2046	17450
2032	13652	2047	17788
2033	13859	2048	18125
2034	14068	2049	18461
2035	14281	2050	18792

Tabla 1: Demanda proyectada al 2050.

### 3.2. Participantes Consumidores

A los efectos de diferenciar entre Grandes Consumidores Potenciales y Consumidores Cautivos, se consideran como Grandes Consumidores Potenciales todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250kW. Adicionalmente, aplicando lo establecido en el Decreto 114 del año 2014 se consideran como Grandes Consumidores a los generadores que actúan como tales cuando retiran energía de la red para su consumo propio.

En la Tabla 2 se muestra la información actualizada a octubre del 2021 y la proyección hasta 2032 del porcentaje de la energía inyectada al SIN en bornes de transmisión asociada a Grandes Consumidores Potenciales y los consumos propios de Generadores.



Datos reales UTE/ Proyeccion	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
% Grandes Consumidores Potenciales	17.8%	18.7%	18.6%	18.1%	17.4%	18.1%	18.6%	18.6%	18.6%	18.6%	18.6%
% Grandes Consumidores (consumo propio Generadores)	1.1%	1.0%	1.1%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
% Consumidores Cautivos	81.1%	80.3%	80.3%	81.1%	81.8%	81.0%	80.6%	80.6%	80.6%	80.6%	80.6%
<b>Proyeccion</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>					
% Grandes Consumidores Potenciales	18.6%	18.6%	18.6%	18.6%	18.6%	18.6%					
% Grandes Consumidores (consumo propio Generadores)	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%					
% Consumidores Cautivos	80.6%	80.6%	80.6%	80.6%	80.6%	80.6%					

Tabla 2: Proyección Grandes Consumidores Potenciales , Grandes consumidores y Consumidores Cautivos como porcentaje de la energía inyectada al SIN en bornes de transmisión

### 3.3. Expansión de Generación

En la Tabla 3 se muestra el plan de expansión de la generación que se considera en este estudio.

El plan de expansión se basa en el que suministra la DNE (setiembre del 2021) y se le realizan modificaciones para mantener el equilibrio Oferta/Demanda con respecto a la Demanda utilizada en este estudio. La expansión se lleva a cabo en base a módulos de generación eólica y solar de 1 MW, turbinas de Gas Oil (TG) de 69 MW y de Ciclo Combinado de 180 MW.



Año	MW eólicos	MW SFV	MW TG69	MW CC180	TOTAL
2021	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0
2026	0	40	0	0	40
2027	0	80	0	0	80
2028	40	90	0	0	130
2029	60	110	0	0	170
2030	120	150	0	0	270
2031	200	200	0	0	400
2032	240	210	0	0	450
2033	280	230	0	0	510
2034	580	380	0	0	960
2035	880	520	0	0	1400
2036	1280	740	0	0	2020
2037	1580	840	0	0	2420
2038	1580	850	69	0	2499
2039	1640	870	69	0	2579
2040	1640	880	69	360	2949
2041	1700	900	69	360	3029
2042	1760	930	69	360	3119
2043	1860	930	69	360	3219
2044	1920	960	69	360	3309
2045	2000	980	69	360	3409
2046	2020	990	138	360	3508
2047	2120	990	138	360	3608
2048	2180	1030	138	360	3708
2049	2220	1030	207	360	3817
2050	2280	1060	207	360	3907

Tabla 3: Plan de expansión

El cronograma de entrada de UPM2 se muestra en la Tabla 4. El mismo se atrasa 6 meses respecto al considerado en la PES vigente según información proporcionada por el generador.

Fechas		Días	Días mant.	Días neto	MW	fd	Observaciones
1/4/2023	1/7/2023	91		91	180	0.6	
2/7/2023	29/9/2023	89		89	190	0.6	
30/9/2023	30/3/2024	182		182	190	0.7	
31/3/2024	31/3/2025	365	10	355	220	0.6	10 días de mantenimiento octubre 2024
1/4/2025	31/3/2026	364		364	220	0.75	
1/4/2026	31/3/2027	364	10	354	220	0.8	10 días de mantenimiento abril 2026
Futuro					220	0.8	10 días de mantenimiento cada 18 meses

Tabla 4: Modelado de UPM2

Se considera una penalidad por incumplimiento en el erogado mínimo de 80 m<sup>3</sup>/s en Bonete de 1.8 MUSD/hm<sup>3</sup> a partir de la entrada de UPM2 al sistema.

El generador también informa que junto con la entrada en operación de UPM2, la potencia disponible de UPM se reduce a 15 MW.

Se considera la salida de servicio de las unidades de CTR el 1/1/2025, de los moto-generadores de Central Batlle el 1/1/2031 y de PTA16 el 1/1/2040, por haber llegado dichas unidades al fin de su vida útil.

### 3.4. Factores de disponibilidad de las centrales térmicas de biomasa

En la Tabla 5 se muestran los parámetros que se consideran en el modelado de las centrales de fuente biomasa. Se modifican los parámetros de las centrales sujetas a despachos centralizado y/o que hayan remitido información de disponibilidad comprometida para la GS2022.

Generador	Potencia Efectiva [MW]	f.d. fortuita	TMR [horas]
Lumin (ex Uruply)	5	0.3	0
UPM	25	0.5	72
Fenirol	9.5	0.93	72
Bioener	10	0.77	72
Montes del Plata	100	0.74	72
Galofer	12.5	0.73	72
Dank (ex Ponlar)	4.4	0.68	72
Alur	3.1	1.00	0
Lanas Trinidad	0.3	0.36	0
Las Rosas	0.2	1.00	0
Liderdat	2.45	0.82	0

Tabla 5: Detalle modelados generadores de fuente biomasa

## 4. Modelo

### 4.1. Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie80\_225 de SimSEE.

### 4.2. Salas SimSEE

Para obtener los resultados requeridos por la GS se utilizan 2 salas SimSEE. Una sala de paso diario enganchada con una sala de paso semanal, cuya optimización se extiende hasta el 2050.

### 4.3. Horizontes de tiempo

- Fecha de optimización sala paso diario : 01/01/2019 – 01/06/2032.
- Fecha de optimización sala paso semanal : 01/01/2019 – 01/06/2050.

- Fecha de la simulación sala paso diario: 01/01/2019- 01/06/2030.
- Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/12/2021.

Se definen las fechas de inicio de optimización y simulación 3 años antes que la fecha de guarda de simulación para independizar los resultados de la condición inicial de los lagos en el período de simulación (Artículo 222 del RMMEE).

#### **4.4. *Parámetros generales***

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5 crónicas.

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 20 crónicas sintéticas.

#### **4.5. *Variables de estado del sistema***

La sala de paso diario tiene las siguientes variables de estado:

- El volumen del embalse de la central hidroeléctrica Bonete, Palmar y SG.
- El estado hidrológico representado por la variable H.

La sala de paso semanal tiene como variables de estado:

- El volumen del embalse de la central hidroeléctrica Bonete.
- El estado hidrológico representado por la variable H.

#### **4.6. *Controles de cota y erogados mínimos de los embalses***

Se considera una penalidad por incumplimiento en el erogado mínimo de 80 m<sup>3</sup>/s en Bonete de 1.8 MUSD/hm<sup>3</sup> a partir de la entrada de UPM2 al sistema el 01/04/23.

## **5. Resultados**

En esta sección se presenta la información mensual que se indica a continuación para el período de 8 años a partir de enero 2022:

- Requerimiento previsto de Garantía de Suministro (RPGS).
- Seguro de Garantía de Suministro (SGS).
- Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro (RC).
- Cubrimiento previsto (CP).
- Seguro de suministro sin cubrir y Reserva Anual (RA) (se incluye la Falla diaria en el poste 1 y la Falla promedio mensual para complementar el análisis).
- Contratos faltantes (CF).

Se incluye también la PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2022.

### 5.1. Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro

El RPGS se calcula como el consumo previsto, más una estimación de pérdidas de energía por transmisión. El consumo previsto de cada Participante Consumidor se calcula como la potencia media de su consumo en el Período Firme.

En la Fig. 1 se presenta el RPGS.

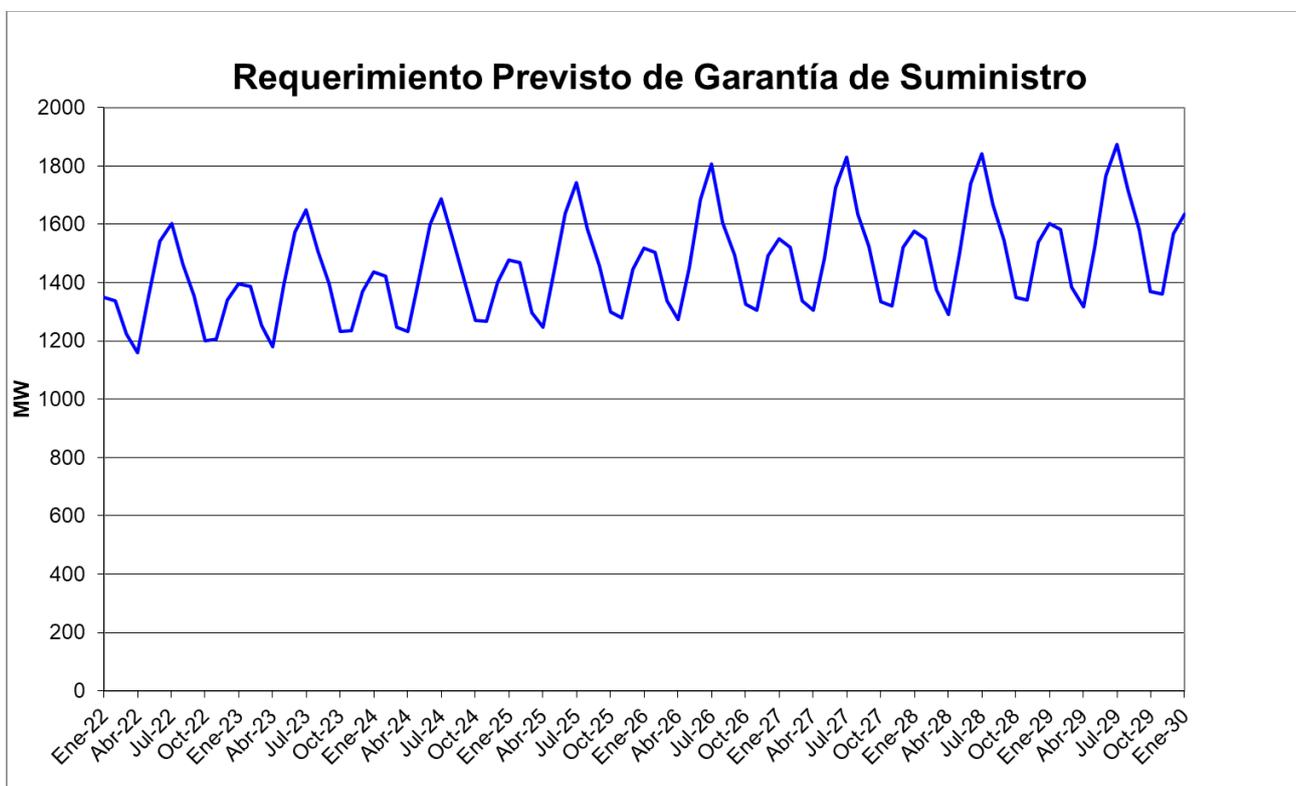


Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.

Se observa un crecimiento del RPGS conforme aumenta la demanda a lo largo del tiempo, alcanzando un máximo de 1873 MW en julio 2029.

### 5.2. Seguro para Garantía de Suministro

Con el objetivo de contar con respaldo de PFLP y proteger el sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Gran Consumidor, o su Comercializador deben aportar al SGS, cubriendo un porcentaje de su RPGS mensual.

El SGS se define con los siguientes porcentajes y plazos según el RMMEE:

1. Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 90% del RPGS, para los siguientes 5 años.
2. Para los Grandes Consumidores Potenciales, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 70% del RPGS, para el siguiente año.
3. Según el Decreto 114 del año 2014, el cual modifica las definiciones de Suscriptor y Participante Consumidor contenidas en el artículo 7 del Decreto 276/002, los generadores o autoprodutores que entregan energía a la red, se consideran como participante consumidor cuando retiran energía de la red para su consumo. En este informe se considera a los generadores como participantes consumidores libres cuando retiran energía de la red para sus consumos propios. A los efectos del cálculo del SGS, para este tipo de consumidores se aplican los mismos criterios que se aplican a los Grandes Consumidores Potenciales (punto 2).

La Fig. 2 muestra los valores del SGS.

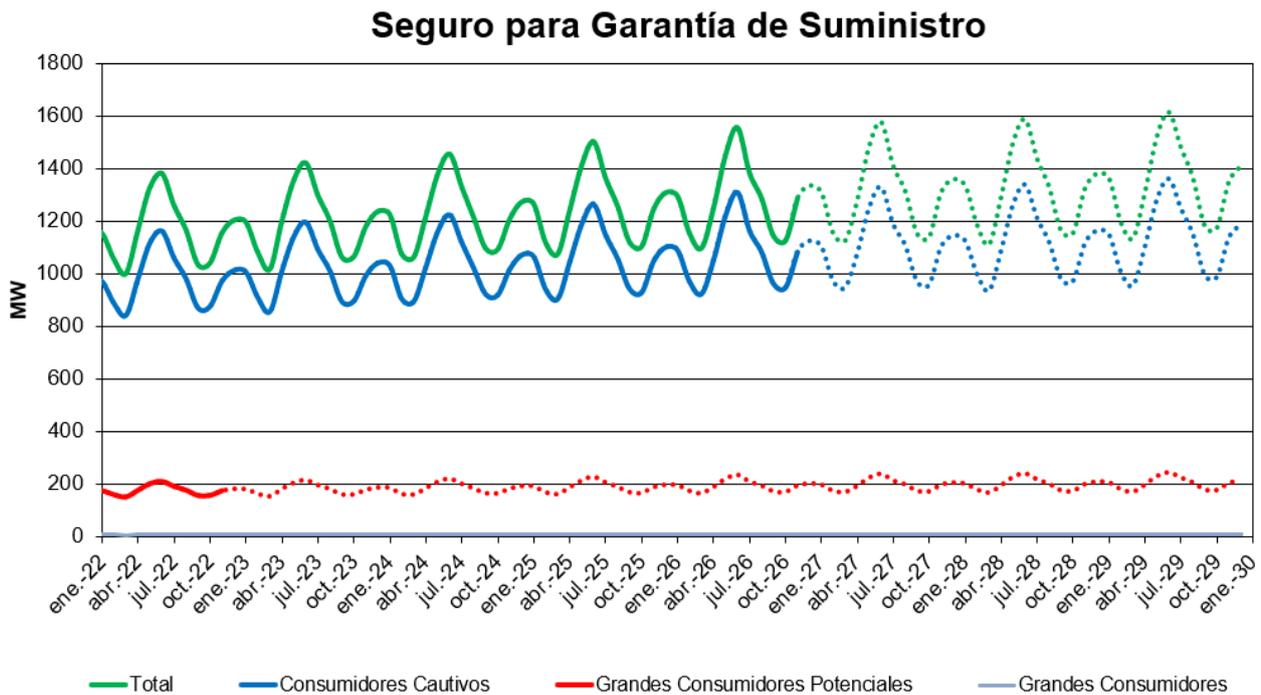


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro.

El trazo continuo representa el SGS para el plazo establecido según el tipo de Participante en el RMMEE. Los trazos punteados representan la proyección del SGS para el resto del período de estudio.

### 5.3. Requerimiento de Contratar

Cada Participante Consumidor aportará a la GS del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su SGS con contratos. Del RC se descontará la PFLP que corresponde al Participante Consumidor en el SRN.

El RC se establece con los siguientes plazos y porcentajes:

1. Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 80% del RPGS, para los siguientes 5 años.
2. Para los Grandes Consumidores Potenciales y consumos propios de los generadores, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 50% del RPGS, para el siguiente año.

La Fig. 3 muestra los valores resultantes para el RC.

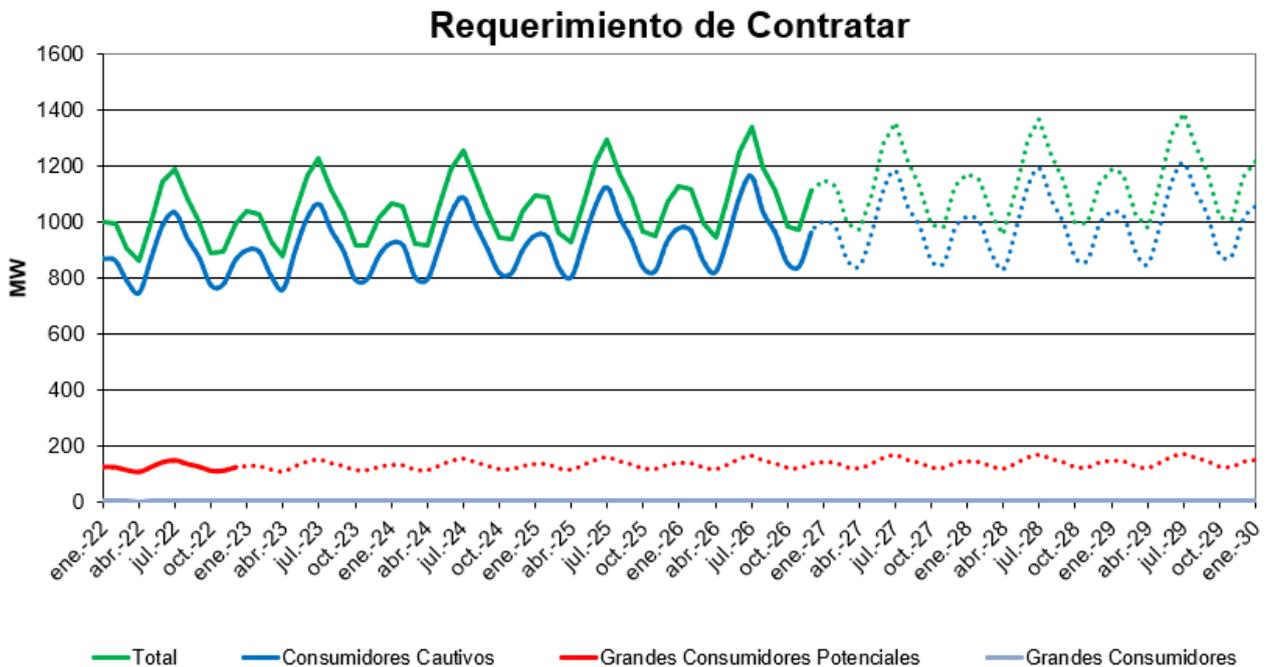


Fig. 3: Requerimiento de Contratar

El trazo continuo representa la RC para el plazo establecido según el RMMEE y el trazo punteado la proyección en el resto del período de estudio.

El máximo del RC para el SGS, considerando el requerimiento reglamentario de 5 años, es de 1340 MW para el mes de julio de 2026.

#### 5.4. *Cubrimiento Previsto*

El CP está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el SRN.

En la Fig.4 se presenta el CP para el período de estudio.

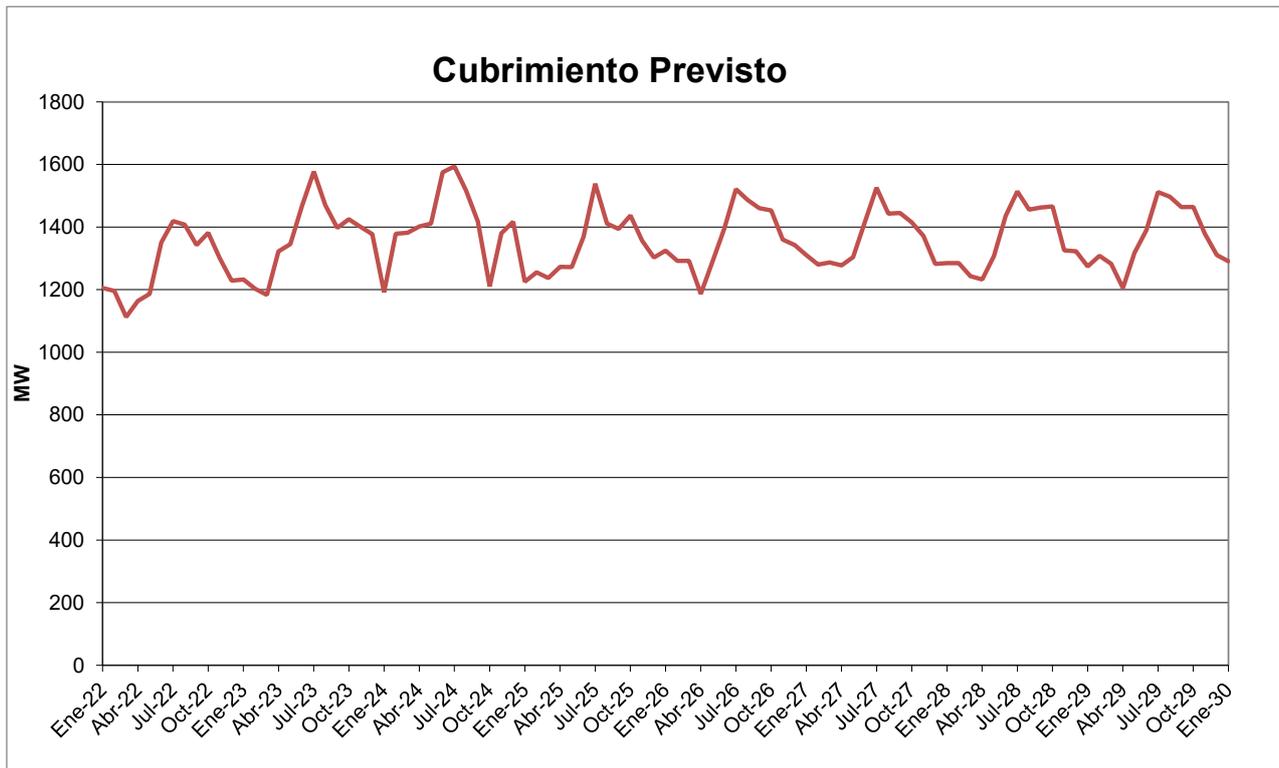


Fig. 4: *Cubrimiento Previsto.*

La curva muestra el CP teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) sin considerar la potencia de origen eólico ni solar.

A grandes rasgos se observa en el CP una estacionalidad sin tendencias marcadas hasta el 2030. En el período de estudio existe una compensación en la PFLP total de origen térmico debido a la entrada en servicio de UPM2 y la salida de servicio de la central CTR.

#### 5.5. *SGS sin cubrir y Reserva Anual*

El objetivo de la RA del sistema es cubrir el SGS de cada Participante Consumidor para el año siguiente, cuando éste no lo haya cubierto con contratos.

Un Participante Consumidor tiene un requerimiento de RA si existe un faltante para cubrir su SGS en ese período. El requerimiento de RA se calcula como la diferencia entre el SGS y el CP. Si la diferencia es negativa, el requerimiento de RA del Participante es cero.

En caso que exista faltante en el SGS, ADME deberá remitir al Regulador una propuesta de RA a licitar. Cuando el requerimiento de RA sea menor que el 5% del RPGS, el Regulador podrá disponer no realizar la licitación de RA correspondiente, y habilitar la compra del faltante mediante el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

En la Fig. 5 se presenta el Seguro de Suministro sin cubrir y el 5% del RPGS:

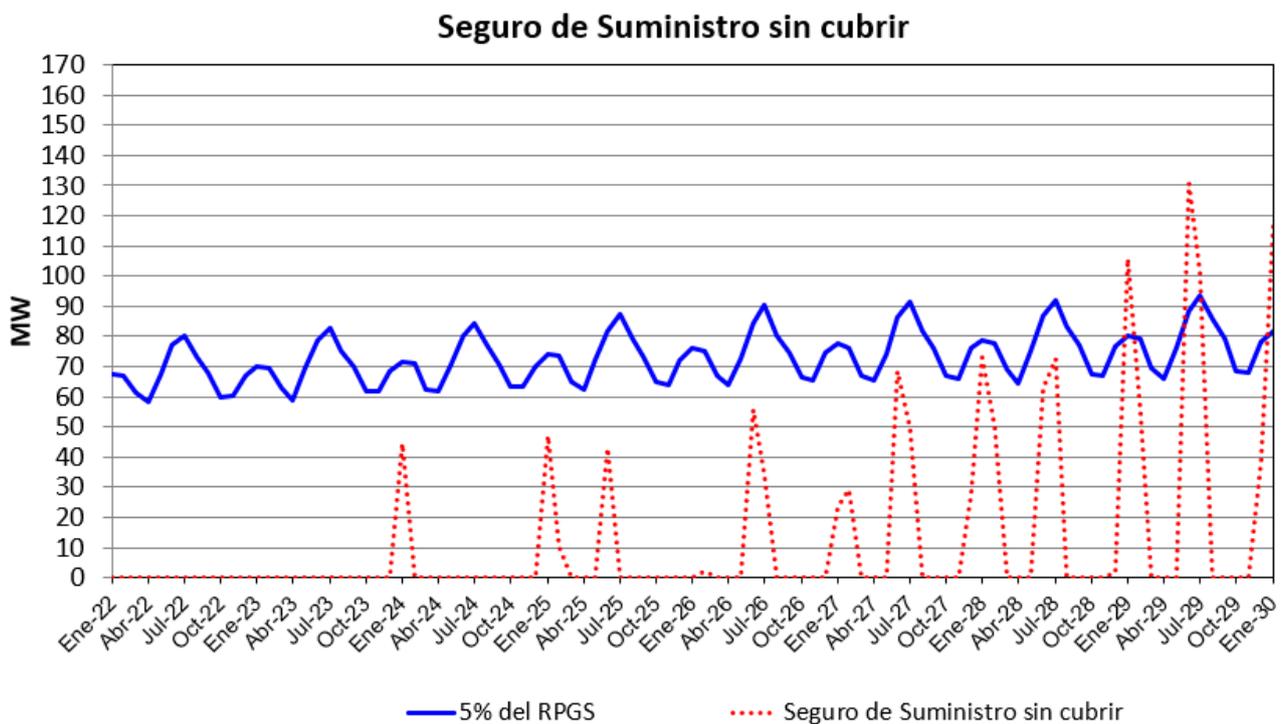


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite del 5% del RPGS

Los resultados muestran que existen 4 meses donde el SGS sin cubrir supera al 5% del RPGS, sobre el final del período de estudio. El primer evento ocurre en enero-29 con un SGS sin cubrir del 6.6 % del RPGS; el segundo y tercer evento ocurre en junio y julio-29 con un SGS sin cubrir del 7.4 % y 5.4 % del RPGS respectivamente; el cuarto evento ocurre en enero-30 con un SGS sin cubrir del 7.2 % del RPGS. Adicionalmente, se observan 19 meses en los existe SGS sin cubrir con valores inferiores al 5 % del RPGS.

Para complementar este estudio, se analiza la Falla diaria en el Poste 1 (Fig. 6) , la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda neta (Fig. 7) y la Falla promedio mensual considerada en el Período Firme (Fig. 8) .

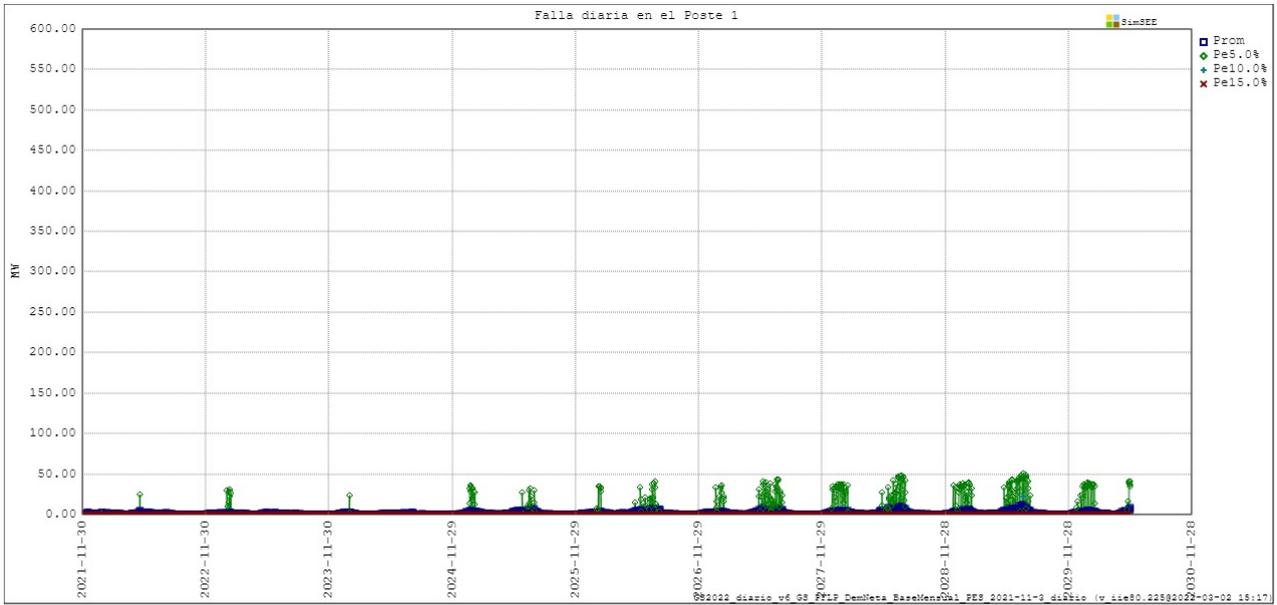


Fig. 6: Falla diaria en el Poste 1.

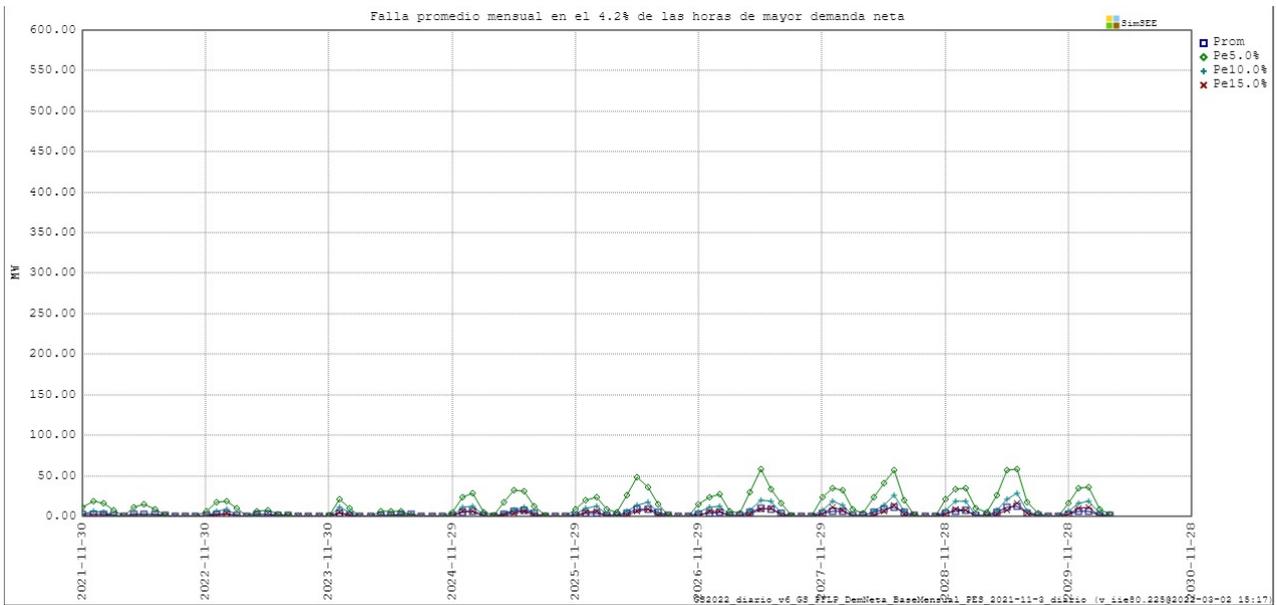


Fig. 7: Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda neta.

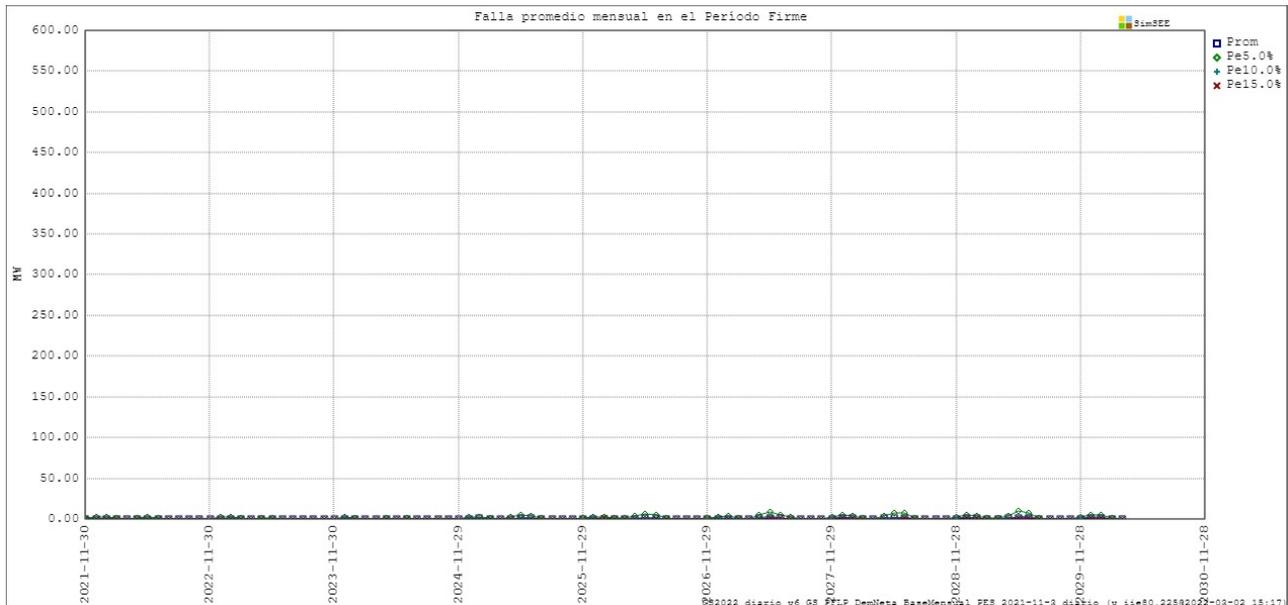


Fig. 8: Falla promedio mensual en el Periodo Firme.

Se observa un valor máximo de potencia de Falla diaria en el Poste 1 con probabilidad de excedencia 5 % de 50.9 MW el 16/7/2029 y un valor máximo de potencia de Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda neta con probabilidad de excedencia 5 % de 58.7 MW en Julio 2029.

La Falla diaria en el Poste 1, la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda y la Falla promedio mensual en el Período Firme no son significativas en todo el período en estudio lo cual evidencia la necesidad de revisar la metodología de cálculo.

### 5.6. Contratos Faltantes

Los CF representan el faltante de respaldo de PFLP que no queda cubierto con contratos. Los CF se calculan como el RC menos el CP.

A los efectos del análisis y de los cálculos, se supone que toda la generación de UTE y Salto Grande está contratada con el Distribuidor-UTE aunque estos contratos no se hayan celebrado formalmente.

En la Fig. 9 se se presenta el (CF) para el período de estudio.

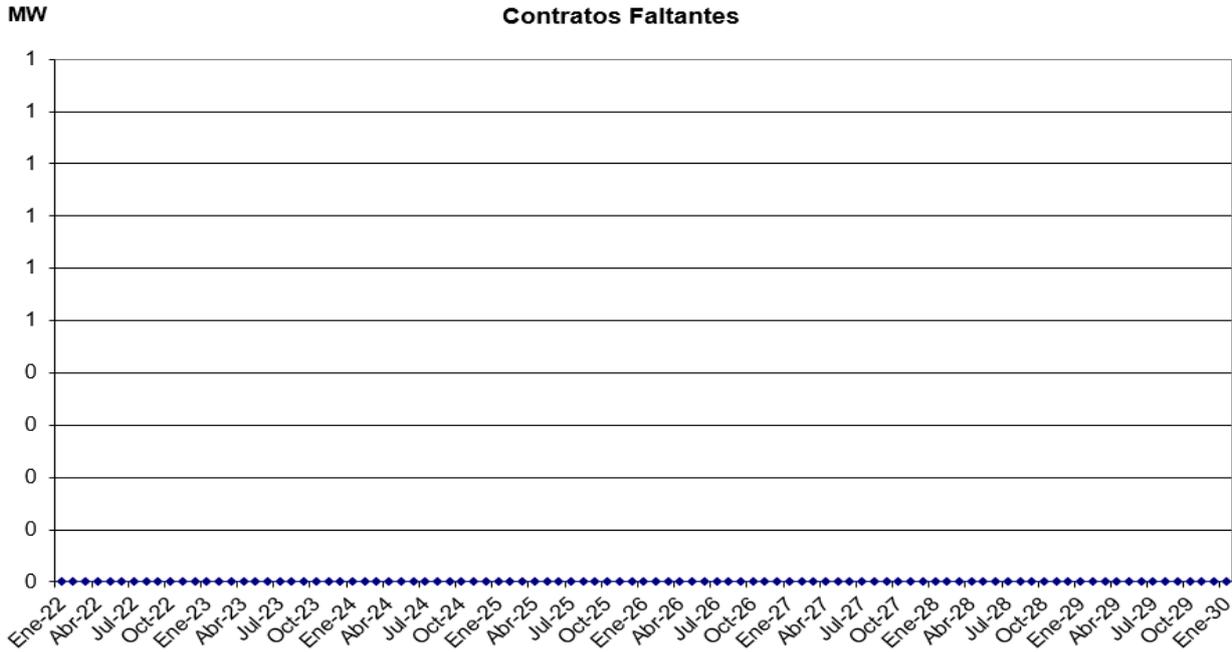


Fig. 9: Contratos Faltantes.

Se destaca que no se observan contratos faltantes en el período de estudio.

### 5.7. PFLP de cada Participante Productor

En la Fig. 10 se muestra la PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2022.

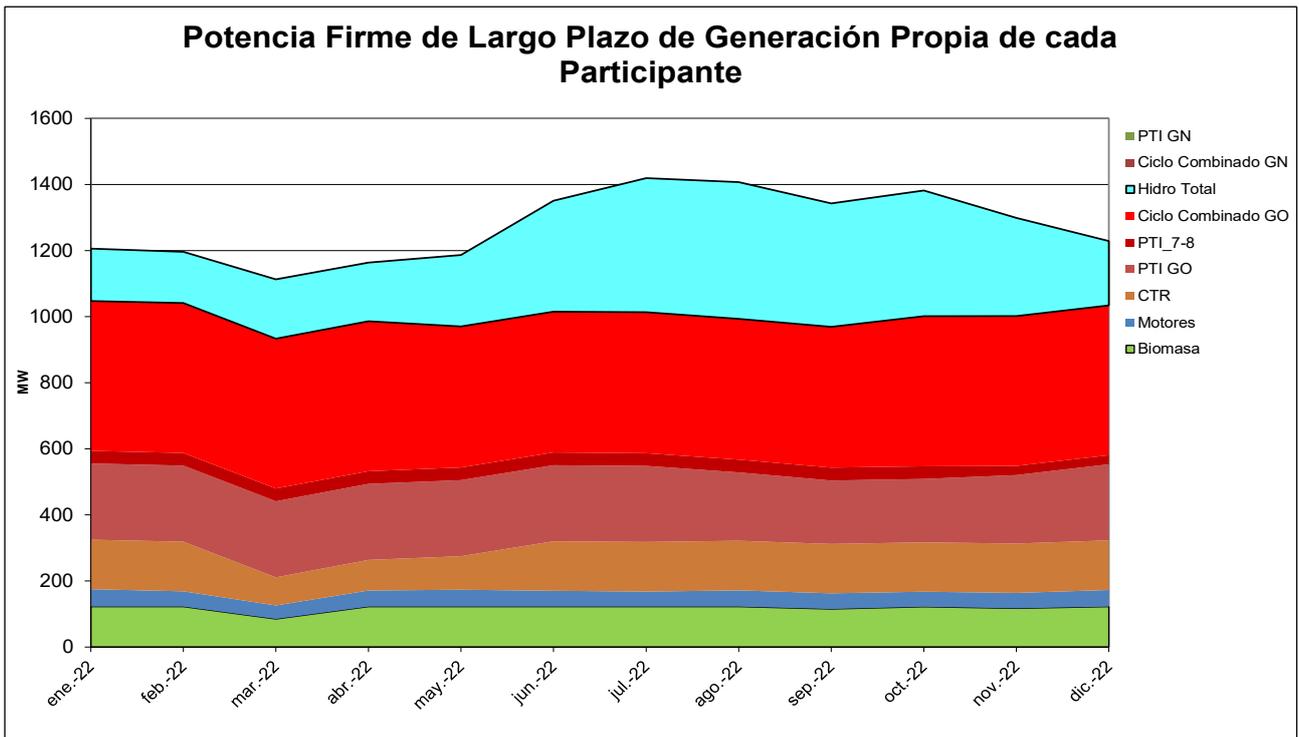


Fig. 10: Potencia Firme de Largo Plazo.



Se observa un comportamiento estacional en la PFLP total ocasionado por el régimen de aportes a las centrales hidroeléctricas y en menor medida por los mantenimientos de las centrales térmicas.

### 5.8. Tablas de resultados

En las Tablas 6 a 9 se presentan los resultados principales. En la Tabla 10 y 11 se resume la PFLP para el conjunto hidráulico y por Central Generadora térmica para el año 2022.

Fecha	RPGS [MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-22	1,349	1,162	1,206	67	0	0
Feb-22	1,338	1,153	1,196	67	0	0
Mar-22	1,223	1,053	1,112	61	0	0
Abr-22	1,161	1,000	1,164	58	0	0
May-22	1,354	1,166	1,187	68	0	0
Jun-22	1,542	1,328	1,351	77	0	0
Jul-22	1,603	1,381	1,419	80	0	0
Ago-22	1,462	1,259	1,407	73	0	0
set-22	1,354	1,166	1,343	68	0	0
Oct-22	1,200	1,033	1,382	60	0	0
Nov-22	1,207	1,039	1,299	60	0	0
Dic-22	1,340	1,154	1,229	67	0	0
Ene-23	1,396	1,203	1,233	70	0	0
Feb-23	1,388	1,195	1,203	69	0	0
Mar-23	1,253	1,079	1,183	63	0	0
Abr-23	1,180	1,016	1,322	59	0	0
May-23	1,393	1,200	1,345	70	0	0
Jun-23	1,575	1,356	1,466	79	0	0
Jul-23	1,650	1,421	1,577	83	0	0
Ago-23	1,506	1,297	1,470	75	0	0
set-23	1,395	1,201	1,398	70	0	0
Oct-23	1,233	1,062	1,425	62	0	0
Nov-23	1,236	1,064	1,400	62	0	0
Dic-23	1,369	1,179	1,378	68	0	0

Tabla 6: Resultados Principales 2022 – 2023.



Fecha	RPGS [MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-24	1,435	1,236	1,192	72	45	0
Feb-24	1,422	1,225	1,379	71	0	0
Mar-24	1,246	1,073	1,382	62	0	0
Abr-24	1,233	1,062	1,401	62	0	0
May-24	1,413	1,217	1,411	71	0	0
Jun-24	1,601	1,379	1,575	80	0	0
Jul-24	1,688	1,454	1,594	84	0	0
Ago-24	1,543	1,329	1,516	77	0	0
set-24	1,408	1,213	1,418	70	0	0
Oct-24	1,271	1,095	1,210	64	0	0
Nov-24	1,267	1,091	1,380	63	0	0
Dic-24	1,402	1,207	1,417	70	0	0
Ene-25	1,477	1,272	1,225	74	47	0
Feb-25	1,469	1,265	1,255	73	10	0
Mar-25	1,296	1,116	1,237	65	0	0
Abr-25	1,246	1,073	1,273	62	0	0
May-25	1,440	1,240	1,272	72	0	0
Jun-25	1,639	1,411	1,368	82	43	0
Jul-25	1,743	1,502	1,538	87	0	0
Ago-25	1,582	1,362	1,411	79	0	0
set-25	1,458	1,256	1,394	73	0	0
Oct-25	1,299	1,118	1,437	65	0	0
Nov-25	1,280	1,102	1,357	64	0	0
Dic-25	1,445	1,245	1,302	72	0	0

Tabla 7: Resultados Principales 2024 – 2025.



Fecha	RPGS [MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-26	1,518	1,308	1,325	76	0	0
Feb-26	1,502	1,294	1,292	75	2	0
Mar-26	1,338	1,152	1,292	67	0	0
Abr-26	1,273	1,096	1,187	64	0	0
May-26	1,451	1,250	1,289	73	0	0
Jun-26	1,685	1,451	1,395	84	56	0
Jul-26	1,806	1,556	1,521	90	34	0
Ago-26	1,605	1,382	1,487	80	0	0
set-26	1,494	1,286	1,460	75	0	0
Oct-26	1,326	1,142	1,453	66	0	0
Nov-26	1,306	1,125	1,360	65	0	0
Dic-26	1,493	1,286	1,343	75	0	0
Ene-27	1,549	1,334	1,311	77	23	0
Feb-27	1,520	1,309	1,280	76	29	0
Mar-27	1,337	1,151	1,287	67	0	0
Abr-27	1,307	1,125	1,278	65	0	0
May-27	1,484	1,278	1,304	74	0	0
Jun-27	1,724	1,485	1,416	86	69	0
Jul-27	1,829	1,575	1,526	91	50	0
Ago-27	1,636	1,409	1,443	82	0	0
set-27	1,525	1,314	1,445	76	0	0
Oct-27	1,335	1,150	1,415	67	0	0
Nov-27	1,321	1,138	1,372	66	0	0
Dic-27	1,521	1,310	1,282	76	28	0

Tabla 8: Resultados Principales 2026 – 2027.



Fecha	RPGS [MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-28	1,577	1,358	1,285	79	73	0
Feb-28	1,550	1,335	1,285	77	50	0
Mar-28	1,375	1,184	1,244	69	0	0
Abr-28	1,289	1,111	1,233	64	0	0
May-28	1,499	1,291	1,307	75	0	0
Jun-28	1,740	1,498	1,435	87	63	0
Jul-28	1,842	1,586	1,514	92	73	0
Ago-28	1,667	1,436	1,456	83	0	0
set-28	1,544	1,329	1,462	77	0	0
Oct-28	1,350	1,162	1,465	67	0	0
Nov-28	1,339	1,153	1,325	67	0	0
Dic-28	1,538	1,324	1,323	77	2	0
Ene-29	1,602	1,380	1,274	80	106	0
Feb-29	1,582	1,363	1,308	79	55	0
Mar-29	1,385	1,193	1,283	69	0	0
Abr-29	1,316	1,134	1,205	66	0	0
May-29	1,520	1,309	1,317	76	0	0
Jun-29	1,766	1,521	1,390	88	131	0
Jul-29	1,873	1,613	1,511	94	101	0
Ago-29	1,717	1,479	1,497	86	0	0
set-29	1,583	1,364	1,464	79	0	0
Oct-29	1,369	1,179	1,464	68	0	0
Nov-29	1,361	1,172	1,379	68	0	0
Dic-29	1,566	1,349	1,311	78	39	0

Tabla 9: Resultados Principales 2028 – 2029.



<b>Fecha</b>	<b>Total Hidro. [MWF]</b>
Ene-22	158
Feb-22	155
Mar-22	180
Abr-22	177
May-22	216
Jun-22	336
Jul-22	406
Ago-22	415
set-22	375
Oct-22	380
Nov-22	297
Dic-22	196

*Tabla 10: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF)  
Generación hidroeléctrica Año 2022.*

Fecha	Alur	Lanas Trinidad	Bioener	CC180	CTR	Ciclo Combinado GO	Ciclo Combinado GN	Fenirol	Galofer	Las Rosas	Liderdat	Montes del Plata	Motores	PTI GO	PTI GN	PTI_7-8	Dank (ex Ponlar)	TG69	UPM	UPM2	Lumin (ex. Uruply)
Ene-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	453.5	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	52.5	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
Feb-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	453.5	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	46.1	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
Mar-22	3.1	0.1	7.7	0.0	84.7	453.5	0.0	8.8	4.7	0.2	2.0	40.8	41.6	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
Abr-22	3.1	0.1	7.7	0.0	92.5	453.5	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	48.5	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
May-22	3.1	0.1	7.7	0.0	101.6	426.3	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	51.0	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.3
Jun-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	426.3	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	47.5	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
Jul-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	426.3	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	45.5	230.40	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
Ago-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	426.3	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	49.1	206.86	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
set-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	426.3	0.0	5.9	4.5	0.2	2.0	74.4	47.3	192.00	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5
Oct-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	453.5	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	45.0	192.00	0.0	38.4	3.0	0.0	12.5	0.0	1.0
Nov-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	453.5	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	46.8	207.36	0.0	27.5	3.0	0.0	6.7	0.0	1.5
Dic-22	3.1	0.1	7.7	0.0	150.0	453.5	0.0	8.8	9.1	0.2	2.0	74.4	50.3	230.40	0.0	27.3	3.0	0.0	12.5	0.0	1.5

Tabla 11: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación Térmica y Biomasa Año 2022.



## 6. Conclusiones

A partir de los resultados se concluye que existe suficiente PFLP para cubrir los requerimientos de potencia del sistema. Los eventos aislados con SGS sin cubrir ocurren a partir del año 2029 y no implican un riesgo relevante para el abastecimiento de la demanda.

## 7. Glosario

**Consumidores Cautivos:** Son aquellos consumidores que solo pueden comprar su suministro a un Distribuidor.

**Costo Futuro:** Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.

**Falla media:** Potencia de falla promedio en un período de tiempo determinado.

**Garantía de suministro:** Es el cubrimiento de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, y se obtiene mediante el Seguro de Garantía de Suministro.

**Grandes Consumidores:** Son los consumidores con calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación, y están conectados directamente al sistema de transmisión o, estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el MMEE.

**Grandes Consumidores Potenciales:** Son los consumidores finales que por sus características pueden acceder a la condición de Gran Consumidor, pero han optado por ser clientes del Distribuidor en carácter de suscriptores.

**Sala SimSEE:** Archivo con la descripción de un sistema de energía eléctrica para su optimización/simulación con SimSEE.

**SimSEE:** Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.

**Servicio de Reserva Nacional:** Es el que tiene por objeto comprometer Potencia Firme nacional adicional cuando la Potencia Firme nacional comprometida en contratos, excluyendo exportación, es insuficiente para totalizar el respaldo nacional requerido para la Garantía de Suministro.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el conjunto de instalaciones de generación y transmisión interconectadas dentro del territorio nacional en un solo sistema.

**Período Firme:** Son el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

**Política de Operación:** Es el resultado de la Optimización y permite determinar dado el Estado del Sistema cuál es el despacho a realizar que minimiza el valor esperado de la operación futura.

**Programación Estacional de Largo Plazo:** Es la planificación semestral para la operación del sistema que realiza el DNC.



## Sumario

1. Resumen ejecutivo.....	2
2. Introducción.....	2
3. Hipótesis.....	3
3.1. Demanda.....	3
3.2. Participantes Consumidores.....	4
3.3. Expansión de Generación.....	5
3.4. Factores de disponibilidad de las centrales térmicas de biomasa.....	7
4. Modelo.....	7
4.1. Versión SimSEE.....	7
4.2. Salas SimSEE.....	7
4.3. Horizontes de tiempo.....	7
4.4. Parámetros generales.....	8
4.5. <i>Variables de estado del sistema</i> .....	8
4.6. Controles de cota y erogados mínimos de los embalses.....	8
5. Resultados.....	8
5.1. Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.....	9
5.2. Seguro para Garantía de Suministro.....	9
5.3. Requerimiento de Contratar.....	11
5.4. Cubrimiento Previsto.....	12
5.5. SGS sin cubrir y Reserva Anual.....	12
5.6. Contratos Faltantes.....	15
5.7. PFLP de cada Participante Productor.....	16
5.8. Tablas de resultados.....	17
6. Conclusiones.....	23
7. Glosario.....	23