



## Garantía de Suministro 2019

*ADME Diciembre 2018  
Montevideo - Uruguay*

En la elaboración de las hipótesis de este informe trabajaron:

Por UTE:

Gabriela Gaggero, Hernán Rodrigo, Eduardo Penza de la unidad PEG de UTE-Melilla.

En la elaboración de este informe trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:

Gabriela Batista, María Cristina Álvarez, Felipe Palacio y Eliana Cornalino

Responsable: Ruben Chaer

Fecha: 03/12/2018

Última actualización: 03/12/2018



## 1. Resumen Ejecutivo

En este informe se 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.

El resultado principal es que el sistema se encuentra suficientemente respaldado hasta el año 2023. Se observa que sobre el final del período de estudio existen faltantes mayores al 5% del RPGS (Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro) (Fig. 5). Respecto de este resultado se debe aclarar que no se supuso ninguna expansión de generación durante el período de estudio, en particular no se consideró el ingreso de la segunda planta de UPM.

Respecto del Informe de Garantía de Suministro del año 2018, se introdujo una mejora en el modelado de la Demanda incorporando el mismo modelo estocástico (con dependencia de la temperatura) utilizado en las dos últimas programaciones estacionales. Este nuevo modelado implica reflejar mejor los requerimientos de potencia del sistema.

## 2. Introducción.

El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME) define el método de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) para las centrales térmicas e hidroeléctricas exclusivamente. La generación de fuente eólica y solar fotovoltaica carecen de una definición reglamentaria de cálculo de su PFLP, por lo cual no se incluyen en este informe.

Los valores de disponibilidad de la generación de biomasa considerados en este estudio son estimaciones de acuerdo al despacho realizado y no corresponden a declaraciones de disponibilidad de los generadores.

Debido al alto porcentaje de energía eólica (1474 MW) y solar fotovoltaica (227 MW) la definición de los tramos horarios en base a la potencia de La Demanda no resulta una buena representación de los requerimientos de potencia del SIN por lo que todos los cálculos fueron realizados considerando la **Demanda Neta** (la cual se define como la resta de la Demanda - Generación Eólica - Generación Solar fotovoltaica). Los postes (tramos horarios) de demanda pico, llano y valle se definen en función de



la Demanda Neta. En la simulación se utilizaron 5 postes de duración 5, 30, 91, 28 y 14 horas para representar en cada semana los requerimientos de mayor a menor potencia respectivamente. El Período Firme a los efectos del cálculo de este informe se considera como el definido por los Postes 1, 2 y 3.

Para el modelado de la demanda se utiliza el modelo estocástico ya empleado en las dos últimas Programaciones Estacionales, cuya representación es función de las variaciones de temperatura esperadas.

En este informe se incluye la categoría de Participante Consumidor establecida en el Decreto 114 del año 2014, el cual modifica las definiciones del artículo 7 del Decreto 276/002, considerando como Participantes Consumidores a los generadores o autoprodutores que entregan energía a la red cuando retiran energía de la misma para su consumo.

Si bien no es un requisito del RMEE para este informe, como información complementaria se incorporan indicadores de la energía y potencia asociadas a racionamientos de energía como se muestran en las Fig. 6 y Fig. 7.

### **3. Resultados requeridos**

A continuación se presentan los resultados requeridos por el RMEE en relación al Informe de Garantía de Suministro, según lo dispuesto en el Título VI. "Garantía de Suministro", y en concordancia con lo dispuesto en el Título VII. "Reserva Anual y Reserva Nacional".

Los resultados están calculados para un período de estudio de 8 años y las hipótesis utilizadas son las de la Programación Estacional para el periodo Noviembre 2018 - Abril 2019 (PESTNov2018Abr2019), excepto lo detallado en el punto 3.9.

#### **3.1. Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro**

El Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro (RPGS) se calcula con 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. El Período Firme en el RMEE está definido por las horas fuera del bloque de Valle de cada mes. En

este estudio el Período Firme refiere a los tres primeros postes los cuales corresponden a las 126 horas de la semana de mayor demanda neta.

En la Fig. 1 se presenta el RPGS para el periodo de estudio:

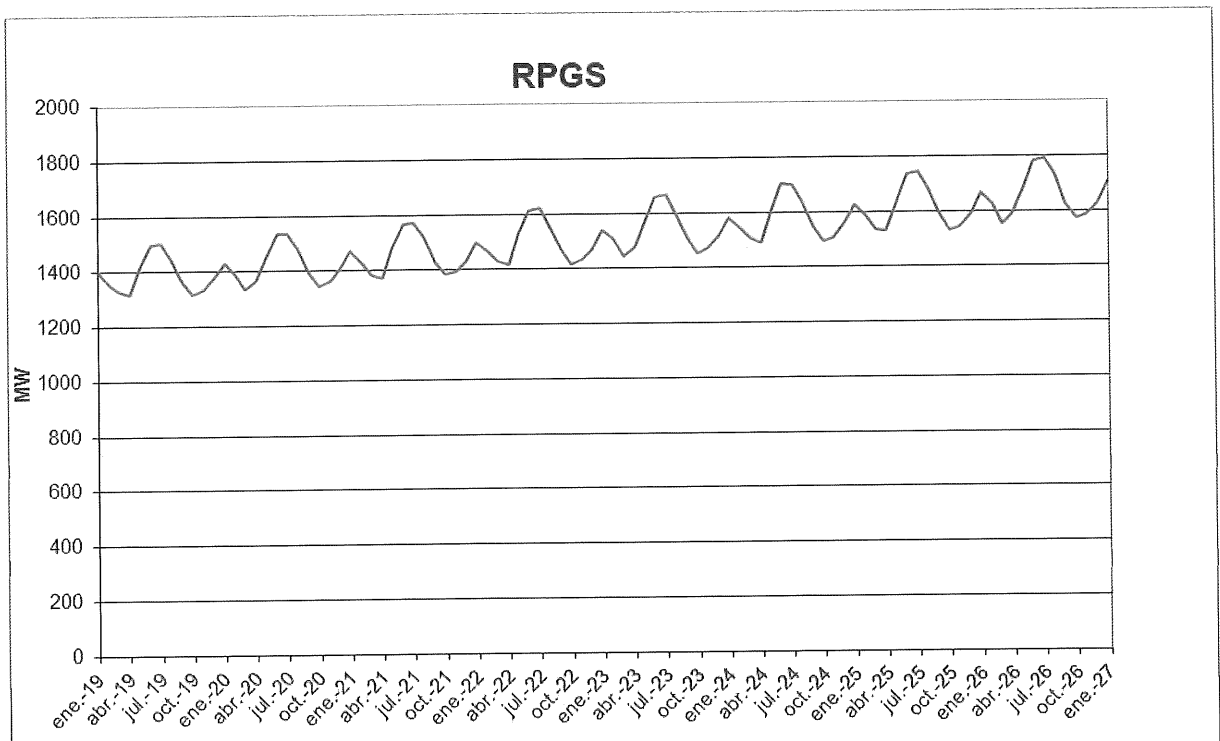


Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro

Para el cálculo del RPGS se utilizaron las proyecciones de demanda consideradas en la PESTNov2018Abr2019 hasta el año 2023 y a partir de 2024 se considera un crecimiento de 2,44 % anual.

### 3.2. Seguro para Garantía de Suministro

Con el objetivo de contar con respaldo de PFPL y proteger el sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Gran Consumidor, o su Comercializador deben aportar al Seguro para Garantía de Suministro (SGS), cubriendo un porcentaje de su RPGS mensual.

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

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 Participantes Consumidores cuando retiran energía de la red para su consumo. En este informe se consideraron, entonces, 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).

Se presenta en la Fig. 2 la SGS para el período de estudio:

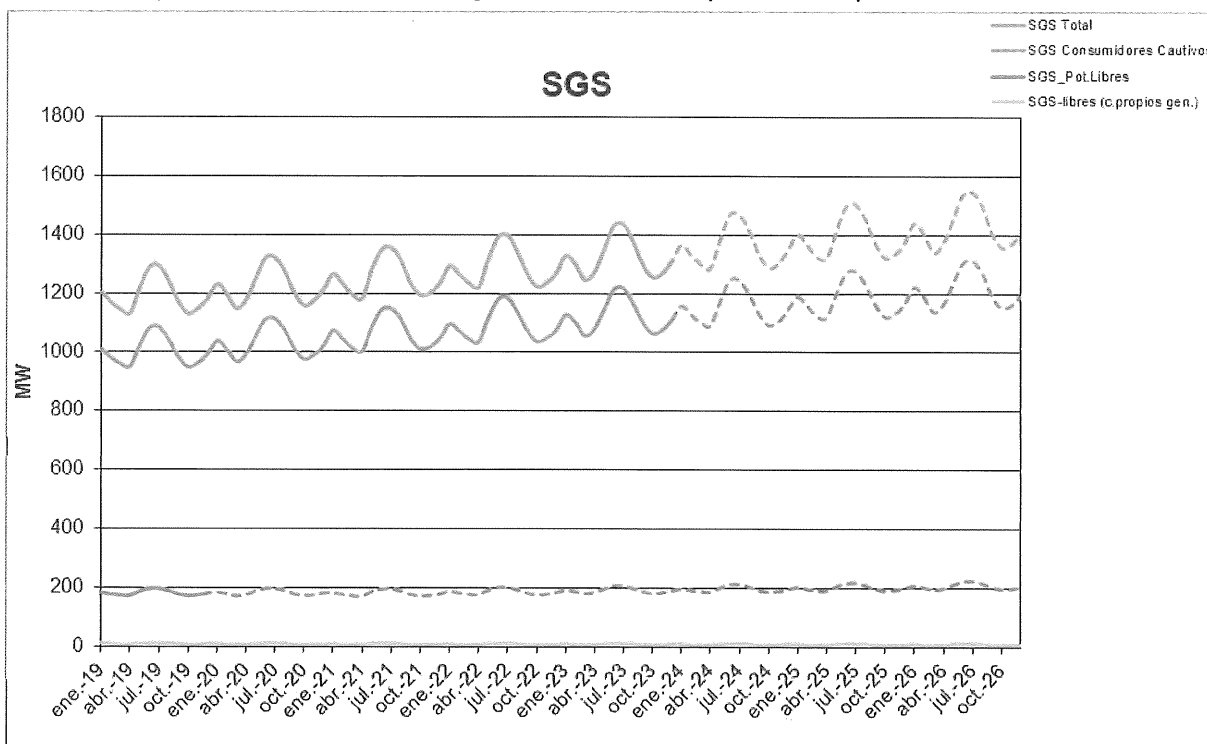


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro

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

### 3.3. Requerimiento de Contratar

Cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su SGS con contratos. Del Requerimiento de Contratar (RC) se descontará la PFLP que corresponde al Participante Consumidor en el Servicio de Reserva Nacional (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.

Se presenta en la Fig. 3 el RC para el período de estudio:

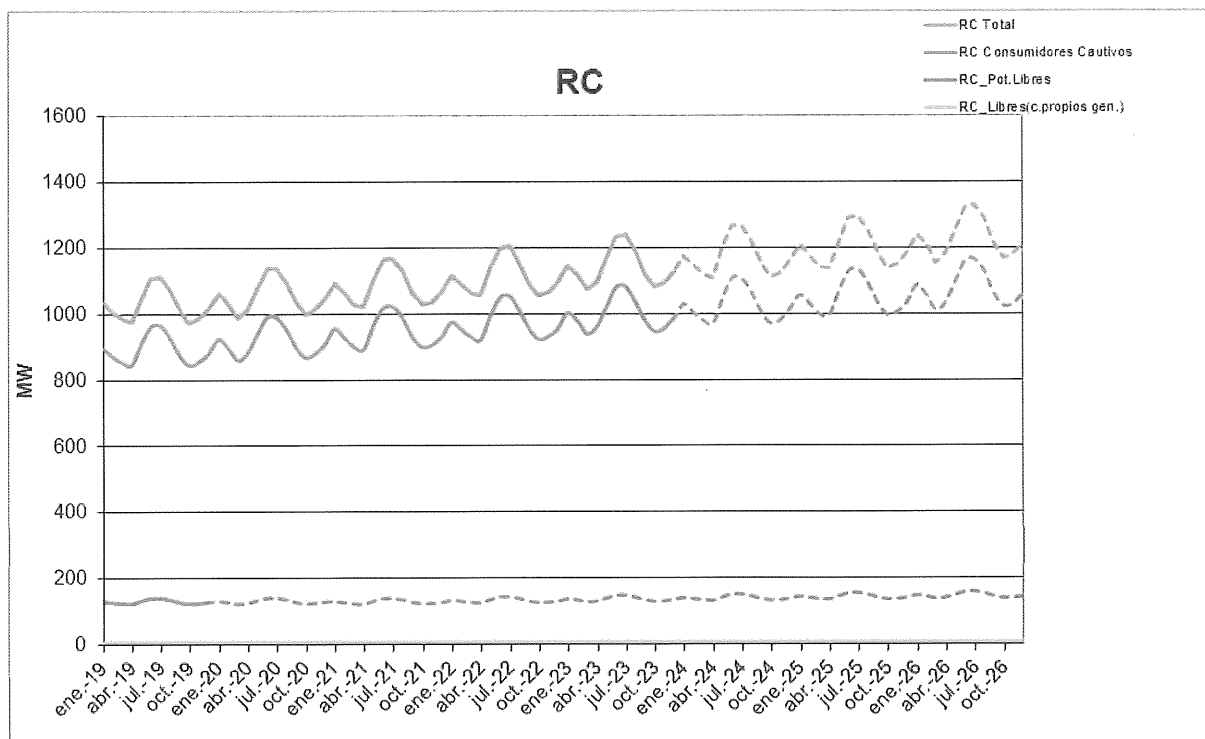


Fig. 3: Requerimiento de Contratar

El trazo continuo representa la RC para el plazo establecido según el RMEE 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 1,240 MW para el mes de julio de 2023.

### 3.4. *Cubrimiento Previsto*

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

Se presenta en la Fig. 4 el CP para el período de estudio:

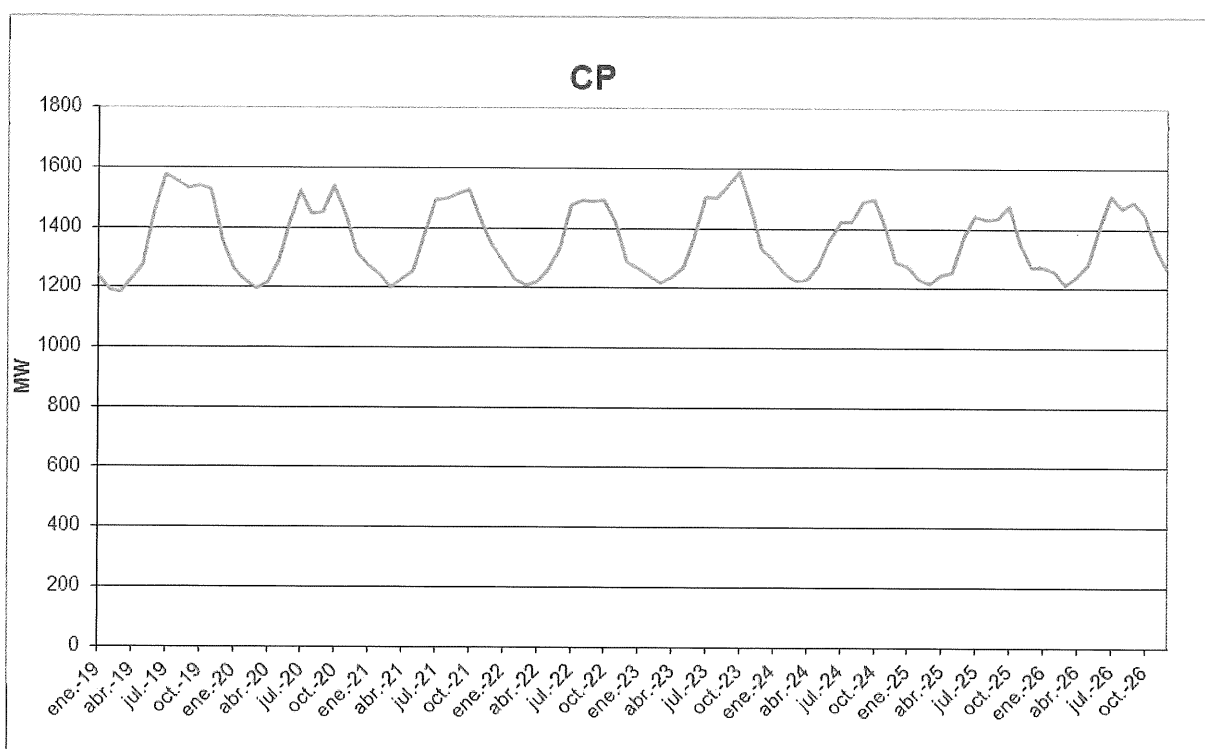


Fig. 4: *Cubrimiento Previsto*

La curva muestra el CP teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) sin considerar la potencia de origen eólico ni solar ni bajas de unidades térmicas por finalización de su vida útil.

### 3.5. *SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual*

El objetivo de la Reserva Anual (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 muestra el SGS sin cubrir y el 5% del RPGS:

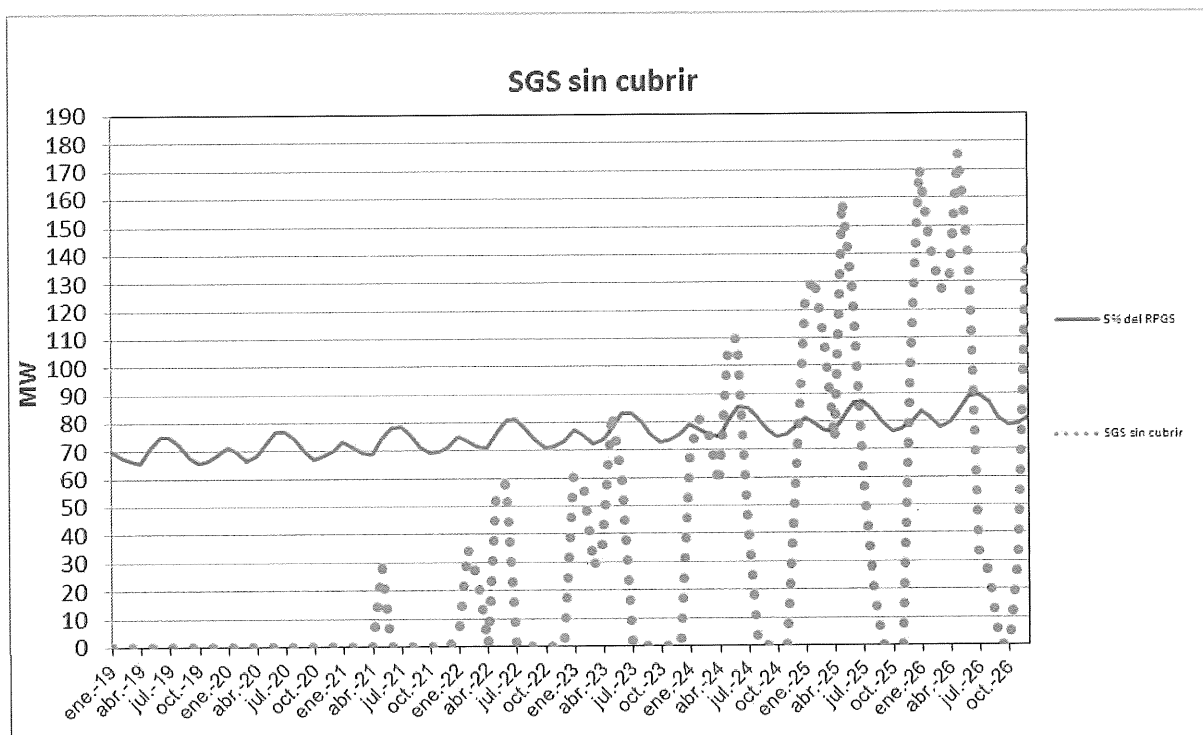


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite del 5% del RPGS

Se observa que sobre el final del período en estudio existen faltantes mayores al 5% del RPGS. La diferencia con los resultados del informe de Garantía de Suministro del año 2018 se explica en parte porque en el presente informe se utiliza el modelo estocástico de la demanda, ya empleado en las dos últimas Programaciones Estacionales. Este modelo capta la correlación entre la Demanda y la temperatura lo que lleva a representar



mejor la variabilidad de la propia demanda y por consecuencia la de los requerimientos de potencia del sistema.

Para complementar este estudio, se analiza la Falla en el poste 1 (Fig. 6) y la Falla semanal (Fig. 7) considerada en el periodo firme.

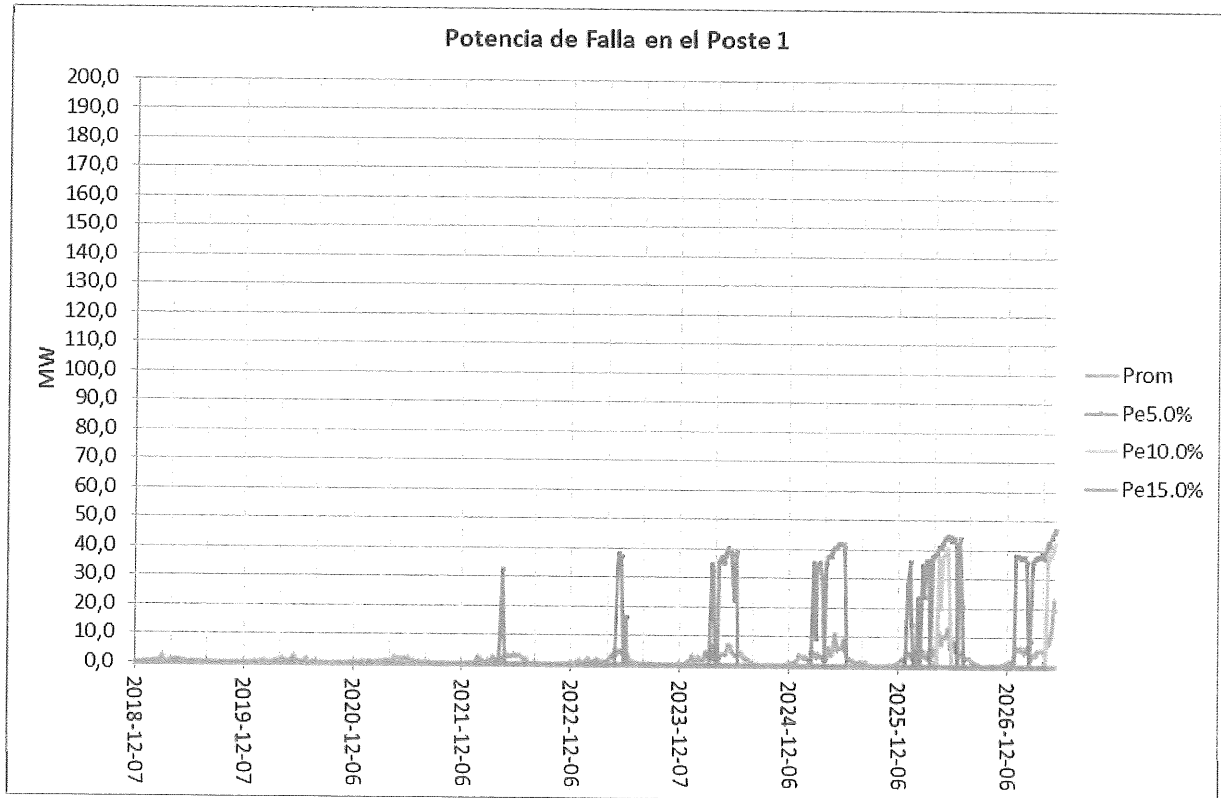


Fig. 6: Falla en el Poste 1

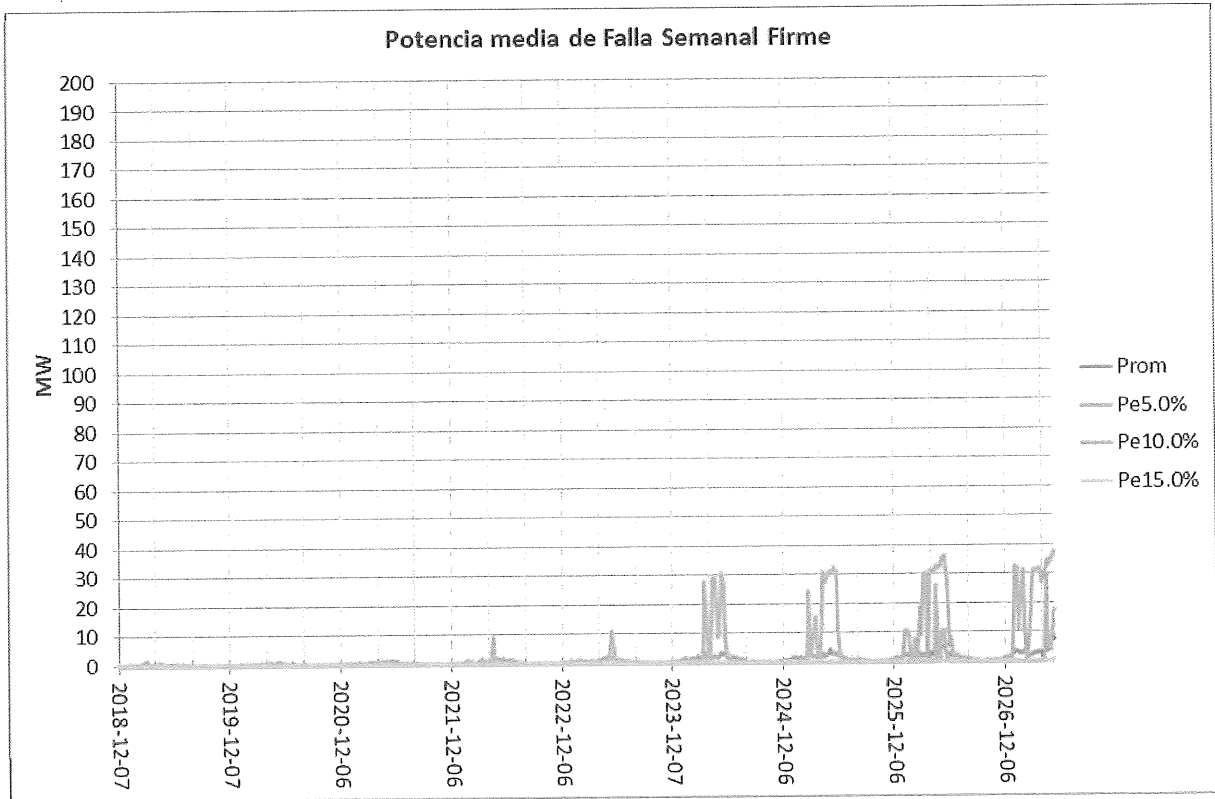


Fig. 7: Falla media semanal en el período firme

Se observa que si bien existe, sobre el final del período, SGS sin cubrir, la potencia asociada de las eventuales fallas es baja (50 MW apróx). También hay que considerar que no se supuso expansión de la generación durante el período de estudio.

### 3.6. Contratos Faltantes

Los Contratos Faltantes (CF) representan el faltante de respaldo de PFLP que no quedó cubierta con contratos. Los CF se calculan como el RC menos el CP.

En la Fig. 8 se muestran gráficamente los resultados correspondientes a los (CF) para el período de estudio. No se observan contratos faltantes.

A los efectos del análisis y los cálculos, se supuso que toda la generación de UTE y Salto Grande está contratada por UTE Distribuidor aunque formalmente estos contratos no se hayan realizado.

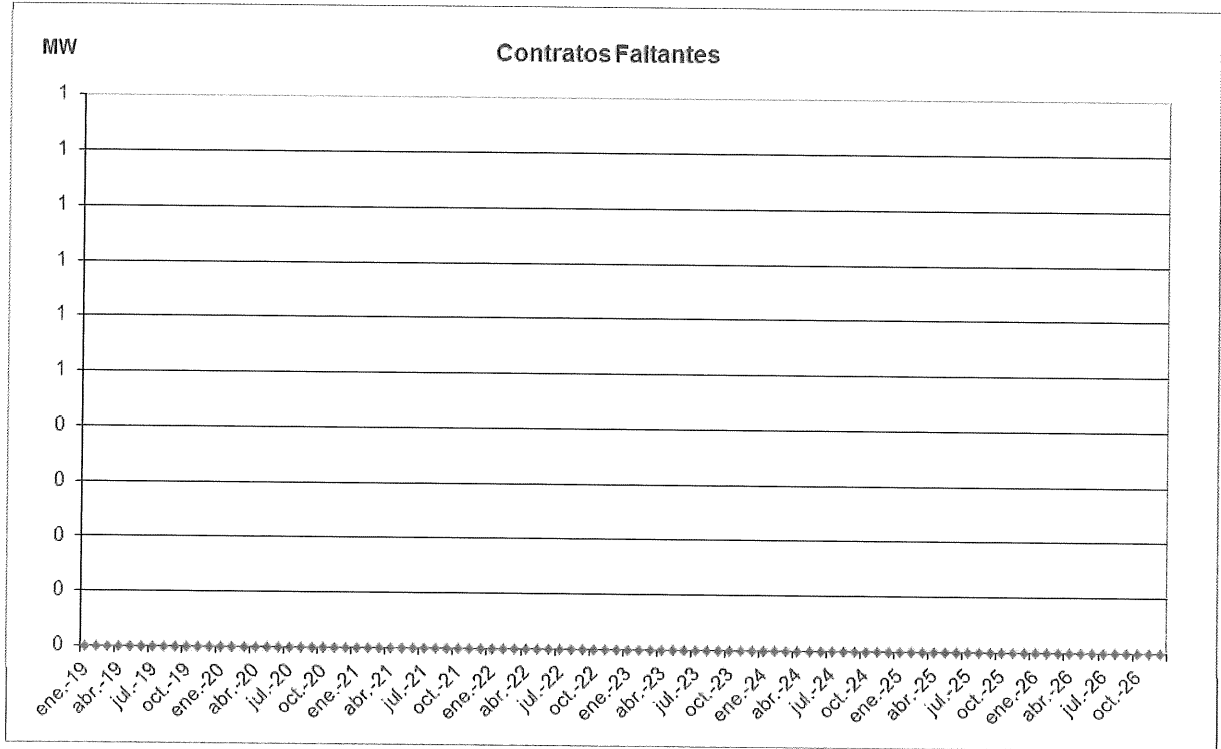


Fig. 8: Contratos Faltantes



### 3.8. Tablas de resultados

En las Tablas 1,2,3,y 4 se presentan los resultados principales. La Tabla 5 y la Tabla 6 resumen la PFLP por Central Generadora para el año 2019.

Los detalles de modelado de las centrales térmicas y en particular Biomasa se presentan en el Capítulo 5. Los valores de disponibilidad considerados en este estudio son estimaciones y en su mayoría no corresponden a declaraciones de disponibilidad de los generadores.

Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimient o Previsto (MW)	5% de RPGS(MW)	Faltante RA(MW)	CF(MW)
ene-19	1.401	1.205	1.241	70	0	0
feb-19	1.360	1.170	1.191	68	0	0
mar-19	1.331	1.145	1.183	67	0	0
abr-19	1.317	1.134	1.232	66	0	0
may-19	1.418	1.220	1.279	71	0	0
jun-19	1.499	1.290	1.458	75	0	0
jul-19	1.505	1.295	1.579	75	0	0
ago-19	1.444	1.243	1.559	72	0	0
sep-19	1.362	1.172	1.534	68	0	0
oct-19	1.316	1.132	1.540	66	0	0
nov-19	1.335	1.149	1.529	67	0	0
dic-19	1.374	1.182	1.362	69	0	0
ene-20	1.432	1.233	1.266	72	0	0
feb-20	1.391	1.198	1.228	70	0	0
mar-20	1.333	1.148	1.198	67	0	0
abr-20	1.368	1.178	1.219	68	0	0
may-20	1.455	1.253	1.290	73	0	0
jun-20	1.535	1.322	1.409	77	0	0
jul-20	1.535	1.322	1.522	77	0	0
ago-20	1.480	1.275	1.448	74	0	0
sep-20	1.396	1.202	1.452	70	0	0
oct-20	1.345	1.159	1.542	67	0	0
nov-20	1.365	1.176	1.447	68	0	0
dic-20	1.408	1.213	1.319	70	0	0

Tabla 1: Resultados Principales 2019 - 2020



Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimient o Previsto (MW)	5% de RPGS(MW)	Faltante RA(MW)	CF(MW)
ene-21	1.471	1.268	1.276	74	0	0
feb-21	1.430	1.233	1.248	71	0	0
mar-21	1.386	1.196	1.200	69	0	0
abr-21	1.373	1.184	1.229	69	0	0
may-21	1.488	1.283	1.255	74	28	0
jun-21	1.567	1.351	1.377	78	0	0
jul-21	1.573	1.356	1.496	79	0	0
ago-21	1.521	1.312	1.499	76	0	0
sep-21	1.430	1.233	1.514	72	0	0
oct-21	1.386	1.195	1.527	69	0	0
nov-21	1.395	1.203	1.429	70	0	0
dic-21	1.433	1.236	1.343	72	0	0
ene-22	1.501	1.295	1.287	75	7	0
feb-22	1.467	1.265	1.230	73	35	0
mar-22	1.432	1.235	1.211	72	24	0
abr-22	1.418	1.223	1.222	71	1	0
may-22	1.530	1.320	1.265	77	55	0
jun-22	1.615	1.393	1.335	81	58	0
jul-22	1.623	1.400	1.480	81	0	0
ago-22	1.556	1.342	1.493	78	0	0
sep-22	1.473	1.270	1.491	74	0	0
oct-22	1.420	1.224	1.494	71	0	0
nov-22	1.434	1.237	1.422	72	0	0
dic-22	1.471	1.268	1.291	74	0	0

Tabla 2: Principales Resultados 2021 - 2022



Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimient o Previsto (MW)	5% de RPGS(MW)	Faltante RA(MW)	CF(MW)
ene-23	1.543	1.331	1.270	77	61	0
feb-23	1.508	1.300	1.242	75	58	0
mar-23	1.446	1.247	1.219	72	29	0
abr-23	1.477	1.274	1.238	74	36	0
may-23	1.569	1.353	1.270	78	83	0
jun-23	1.661	1.433	1.374	83	59	0
jul-23	1.667	1.438	1.508	83	0	0
ago-23	1.597	1.377	1.502	80	0	0
sep-23	1.509	1.302	1.546	75	0	0
oct-23	1.456	1.256	1.591	73	0	0
nov-23	1.471	1.269	1.468	74	0	0
dic-23	1.519	1.310	1.332	76	0	0
ene-24	1.583	1.366	1.296	79	70	0
feb-24	1.545	1.333	1.252	77	81	0
mar-24	1.508	1.301	1.225	75	76	0
abr-24	1.491	1.286	1.229	75	57	0
may-24	1.605	1.385	1.277	80	108	0
jun-24	1.705	1.471	1.361	85	110	0
jul-24	1.703	1.469	1.424	85	45	0
ago-24	1.638	1.413	1.424	82	0	0
sep-24	1.548	1.335	1.490	77	0	0
oct-24	1.494	1.288	1.497	75	0	0
nov-24	1.510	1.303	1.401	76	0	0
dic-24	1.566	1.351	1.288	78	62	0

Tabla 3: Resultados Principales 2023 - 2024

Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimient o Previsto (MW)	5% de RPGS(MW)	Faltante RA(MW)	CF(MW)
ene-25	1.626	1.402	1.278	81	124	0
feb-25	1.584	1.367	1.235	79	132	0
mar-25	1.537	1.326	1.217	77	109	0
abr-25	1.531	1.321	1.248	77	73	0
may-25	1.640	1.415	1.256	82	159	0
jun-25	1.737	1.498	1.372	87	126	0
jul-25	1.745	1.505	1.446	87	59	0
ago-25	1.682	1.451	1.432	84	19	0
sep-25	1.590	1.371	1.434	79	0	0
oct-25	1.532	1.322	1.476	77	0	0
nov-25	1.546	1.334	1.354	77	0	0
dic-25	1.591	1.373	1.272	80	100	0
ene-26	1.671	1.441	1.271	84	171	0
feb-26	1.626	1.402	1.258	81	144	0
mar-26	1.553	1.340	1.213	78	127	0
abr-26	1.591	1.373	1.244	80	128	0
may-26	1.687	1.456	1.280	84	176	0
jun-26	1.783	1.538	1.400	89	138	0
jul-26	1.792	1.546	1.513	90	33	0
ago-26	1.735	1.497	1.471	87	26	0
sep-26	1.630	1.406	1.489	81	0	0
oct-26	1.574	1.358	1.447	79	0	0
nov-26	1.585	1.367	1.337	79	30	0
dic-26	1.629	1.406	1.262	81	144	0

Tabla 4: Resultados Principales 2025 - 2026



Fecha	SG (MWF)	Bonete (MWF)	Baygorria (MWF)	Palmar (MWF)
ene-19	136	39	28	102
feb-19	133	22	17	67
mar-19	151	7	6	48
abr-19	147	5	4	44
may-19	190	4	3	52
jun-19	297	17	14	86
jul-19	370	25	21	118
ago-19	353	24	19	124
sep-19	380	19	14	103
oct-19	442	15	10	85
nov-19	315	38	23	102
dic-19	149	40	26	95

Tabla 5: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación hidráulica Año 2019

Fecha	PTI_7_8	Alur	Arboreto	Bioener	CTR	Ciclo Comb.	Fenirol	Galofer	Las_Rosas	Liderdat	Montes_del_Plata	Motores	PTI_GO	Ponlar	UPM	Weyerhaeuser	Zenda_Gli
ene-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	343,11	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	52,50	230,40	4,18	16,00	1,20	-
feb-19	38,40	3,10	0,30	9,00	131,25	378,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	52,50	230,40	4,18	16,00	1,20	-
mar-19	38,40	3,10	0,30	9,00	125,00	426,60	8,90	5,34	0,20	2,01	68,00	52,50	199,88	4,18	16,00	1,20	-
abr-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	52,50	211,20	4,18	16,00	1,20	-
may-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	45,00	215,04	4,18	16,00	1,20	-
jun-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	45,00	230,40	4,18	16,00	1,20	-
jul-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	45,00	230,40	4,18	16,00	1,20	-
ago-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	45,50	222,72	4,18	16,00	1,20	-
sep-19	33,60	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	52,50	201,60	4,18	16,00	1,20	-
oct-19	24,00	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	11,25	230,40	4,18	8,00	1,20	-
nov-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	51,00	230,40	4,18	16,00	1,20	-
dic-19	38,40	3,10	0,30	9,00	150,00	459,00	8,90	8,90	0,20	2,01	68,00	52,50	230,40	4,18	16,00	1,20	-

Tabla 6: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación Térmica y Biomasa Año 2019





### 3.9. Hipótesis utilizadas

Las hipótesis utilizadas son las de la Programación Estacional Noviembre 2018 - Abril 2019, excepto los puntos detallados a continuación.

- **Demanda considerada**

Se considera las proyecciones de demanda de la PESTNov2018Abr2019 hasta el año 2023 y a partir de 2024 se considera un crecimiento de 2,44 % anual.

- **Postes horarios considerados en la sala SimSEE**

En la sala se consideran los postes mostrados en la Tabla 7

Número de Postes   Postes Monotonos?

Poste Nº	1	2	3	4	5
Duración	5	30	91	28	14

Tabla 7: Postes horarios de la sala de Garantía de Suministro de SimSEE

Los resultados mostrados en este informe corresponden a los postes 1, 2 y 3 de la demanda neta.

- **Expansión de Generación**

A los efectos de este estudio no se utiliza plan de expansión de generación.

- **Grandes Consumidores Potenciales y Participantes Consumidores**

A los efectos de diferenciar entre Grandes Consumidores Potenciales y Consumidores Cautivos, se consideraron como Grandes Consumidores Potenciales todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250kw.

Se solicitó a UTE la información relativa a los clientes titulares de uno o más suministros con dichas características, que constituyen los Grandes Consumidores Potenciales. A setiembre



2018 la cantidad de clientes que pueden ser considerados como Grandes Consumidores Potenciales asciende a 1043.

Adicionalmente aplicando lo establecido en el Decreto 114 del año 2014 se considera como Participantes Consumidores a los generadores que actúan como tales cuando retiran energía de la red para su consumo.

En la Tabla 8 se muestra la información a setiembre del 2018 y la proyección hasta 2026 del porcentaje de la energía asociada a Grandes Consumidores Potenciales y a los consumos propios de Generadores, los cuales se tuvieron en cuenta a partir del año 2017, en el total de Consumidores Cautivos de UTE.

año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
% de GC	18,4%	18,0%	19,2%	18,9%	19,1%	19,3%	19,2%	18,6%	18,9%	18,5%	17,8%	18,8%
% C. Propios Generadores												1,0%
año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
% de GC	18,4%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%
% C. Propios Generadores	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%

*Tabla 8: Proyección Grandes Consumidores Potenciales y consumos propios de Generadores*

- **Estado Inicial del Sistema**

Fecha guarda simulación: 01/12/2018. (Fecha de inicio de observación para independizar los resultados de la condición inicial de Bonete en el Período de Simulación)

Cota de inicio Terra: 80,85 m

Período de Optimización: 01/01/2016 - 01/06/2029.

Período de Simulación: 01/01/2016 - 01/06/2027.

Versión de Programa SimSEE: iie4

## 4. Anexo I Análisis complementario del modelado de la demanda

La demanda, en el modelado se representa como tres demandas en los bloques Pico, Valle y Llano respectivamente. La misma se modela de forma variable usando una CEGH (sintetizador CEGH "DPDL-DV") que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda.

Se muestra en Fig. 10 la potencia pico mensual en el Poste 1 pudiéndose observar el valor esperado (azul) y los valores con probabilidad 95 % (verde) y con probabilidad 100 % (rojo), para poder analizar la variabilidad del pico de la demanda.

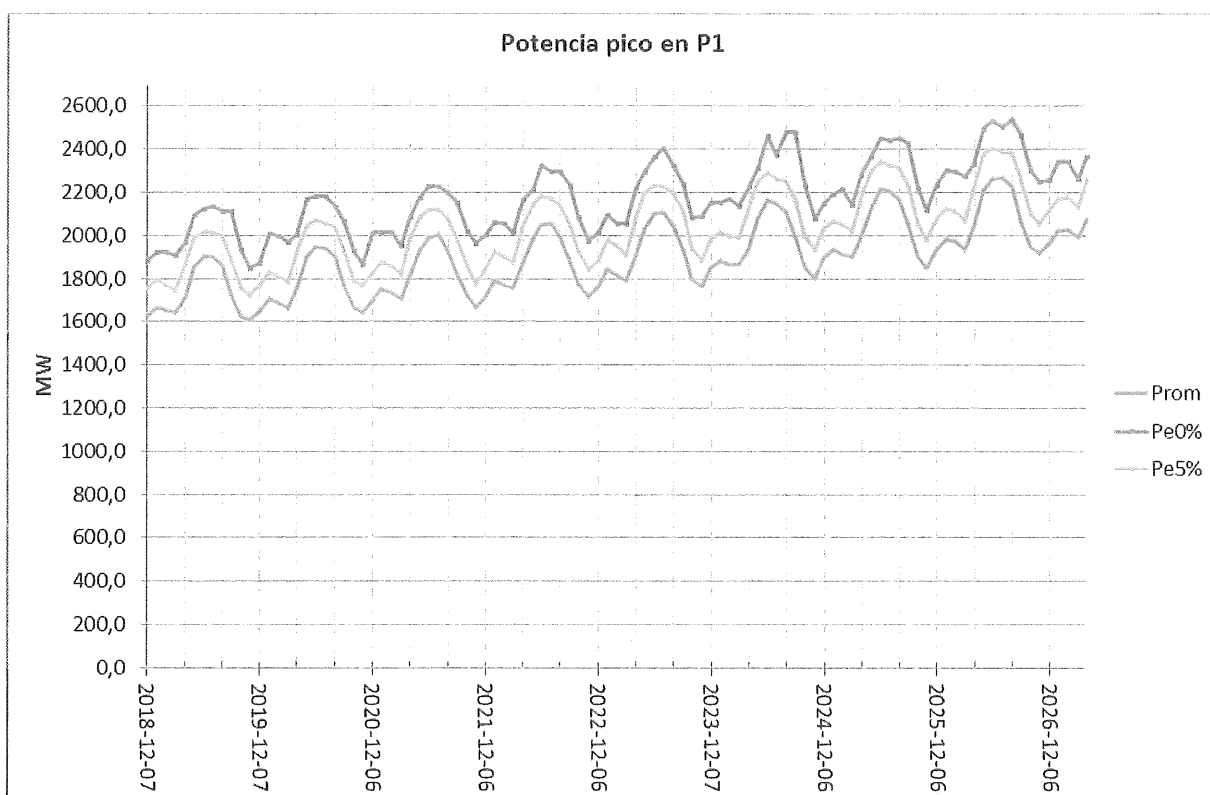


Fig. 10: Potencia Pico en el Poste 1

Con un intervalo de confianza del 90 % se muestran en la Fig. 11 Fig. 12 y Fig. 13 junto con el valor esperado la potencia de la demanda media mensual de los bloques Pico, Llano y Valle.

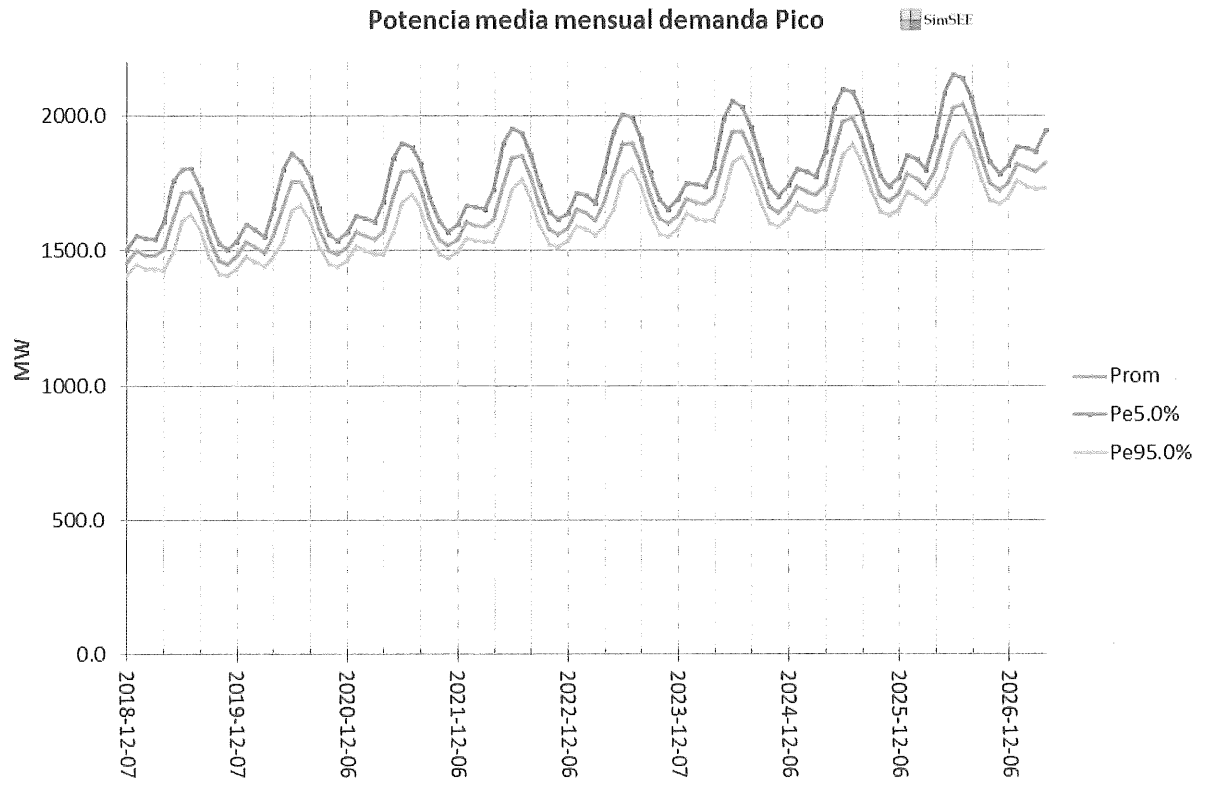


Fig. 11: Potencia media mensual de la demanda pico

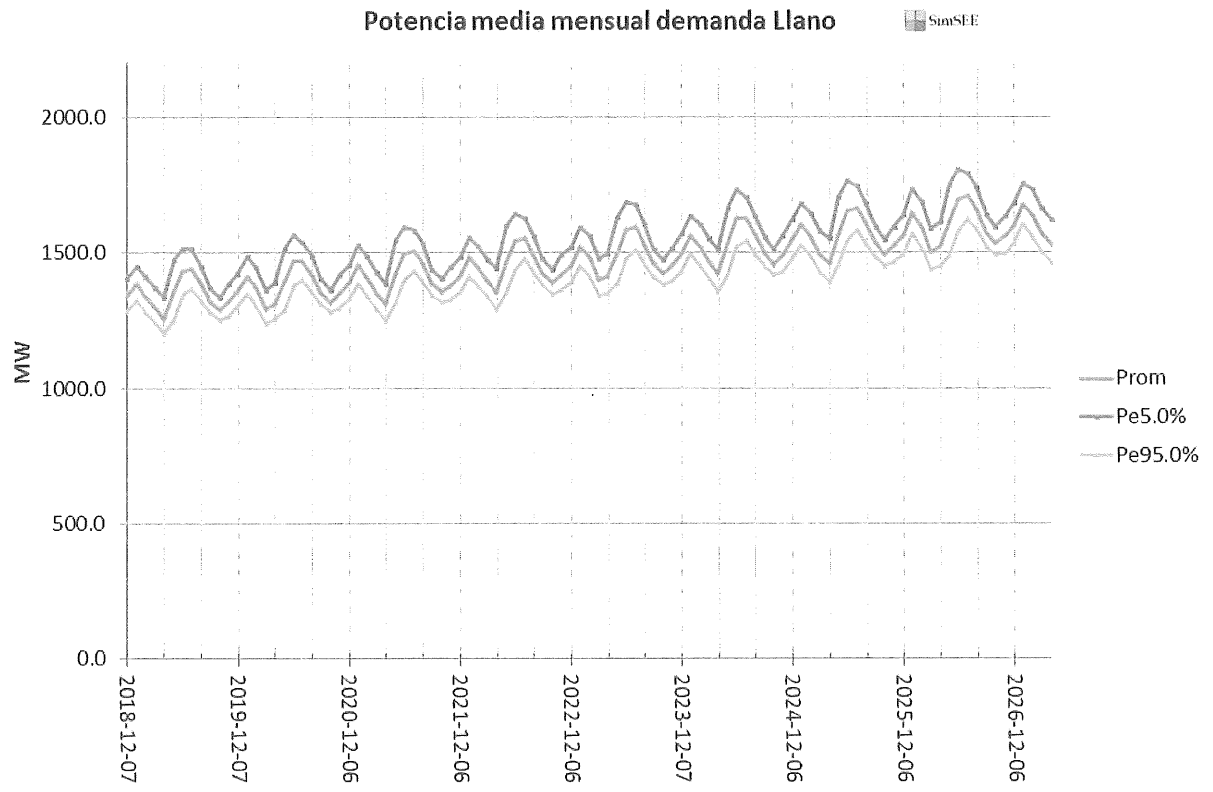


Fig. 12: Potencia media mensual de la demanda llano

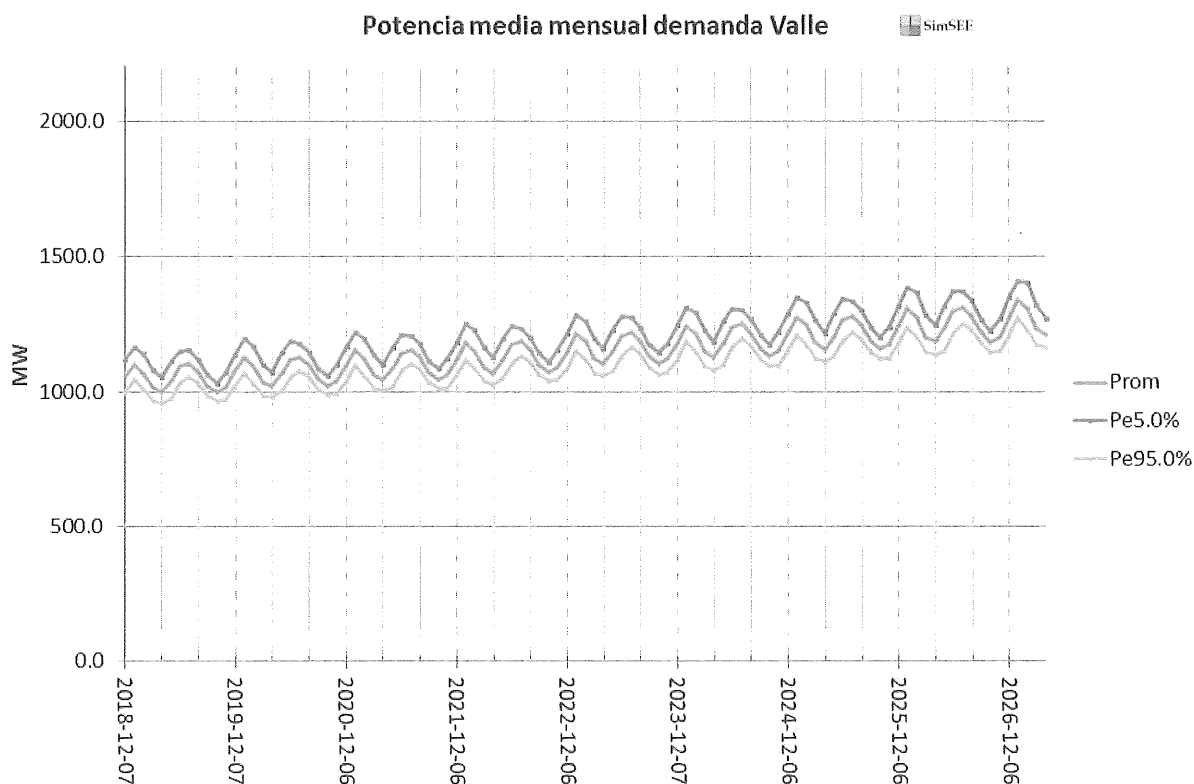


Fig. 13: Potencia media mensual de la demanda valle

Las Figs.11, 12 y 13 muestran las potencias mensuales medias de las Demandas en los tramos horarios Pico, LLano y Valle. Estos tramos horarios son definidos por el nivel de potencia de La Demanda. Como ya se mencionó el estudio se realizó en base a una definición de tramos horarios definidos (dinámicamente) por la Demanda Neta. Las Figs. 14, 15 y 16 muestran la Potencia Firme asignable a cada uno de los tramos de Demanda por su participación en el Período Firme.

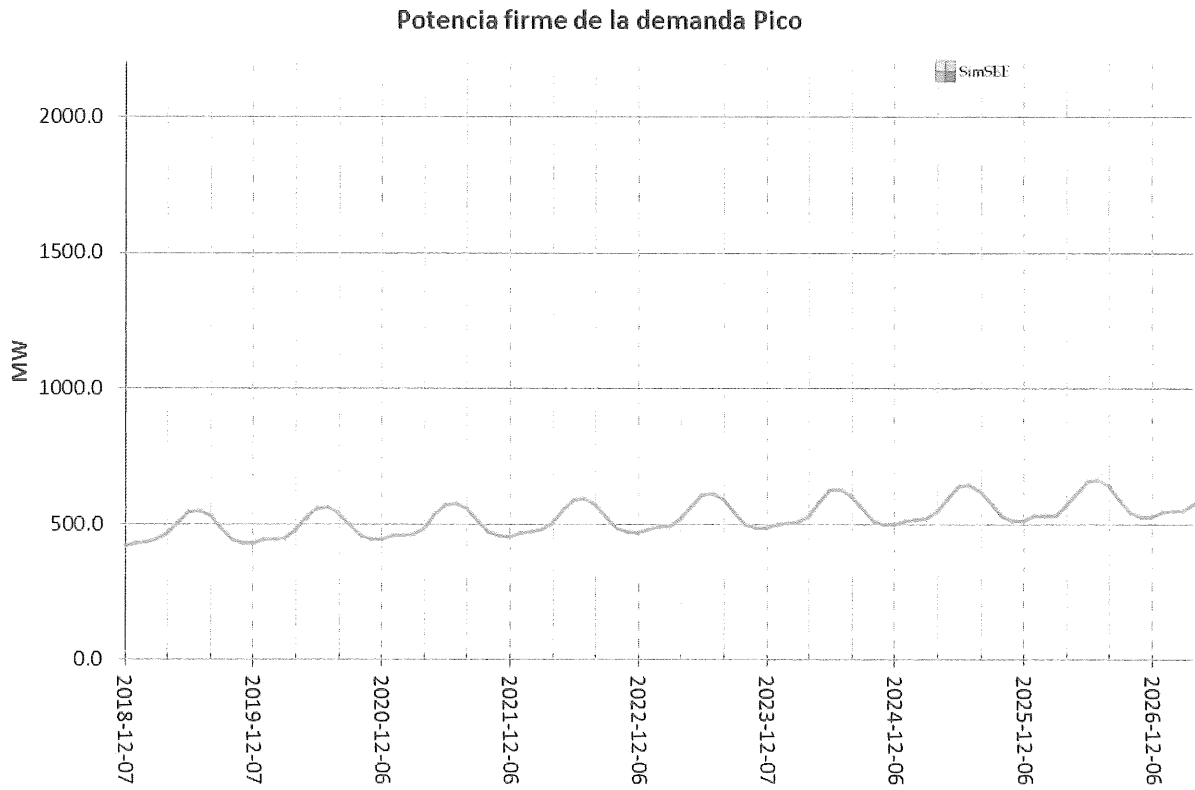


Fig. 14: Potencia Firme de la demanda Pico

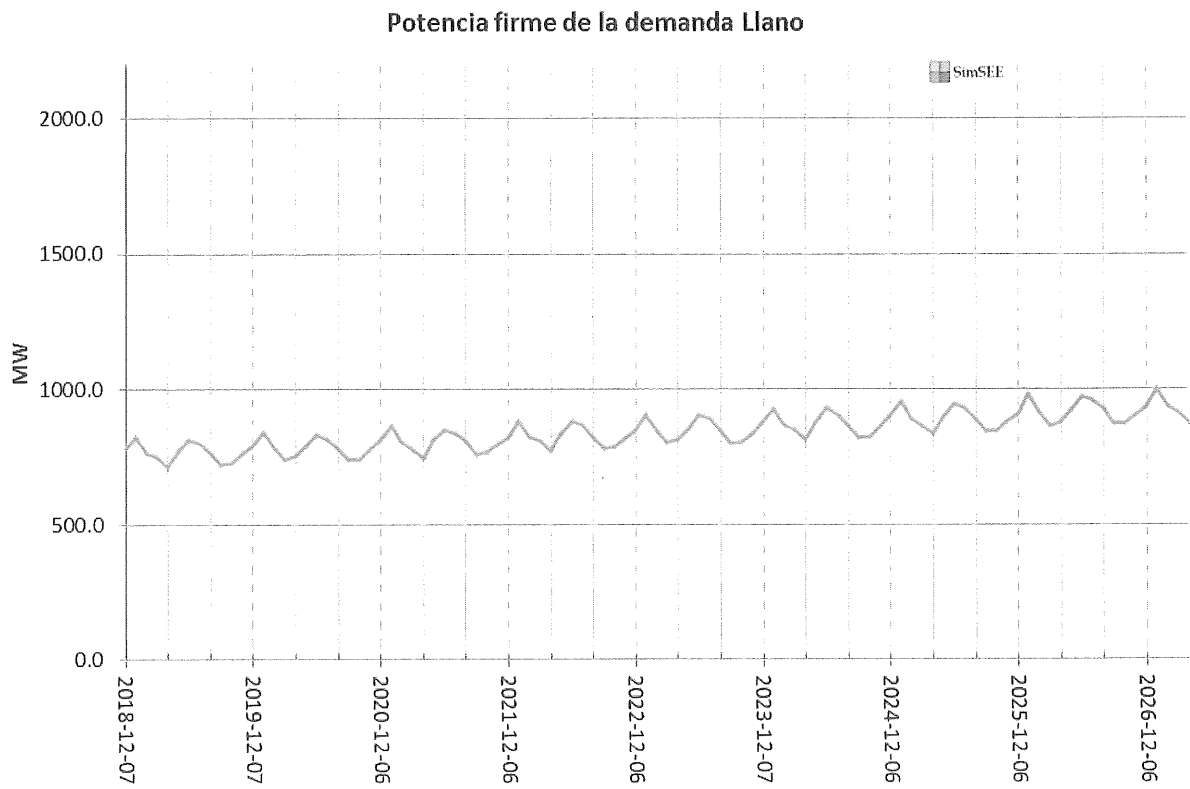


Fig. 15: Potencia Firme de la demanda Llano



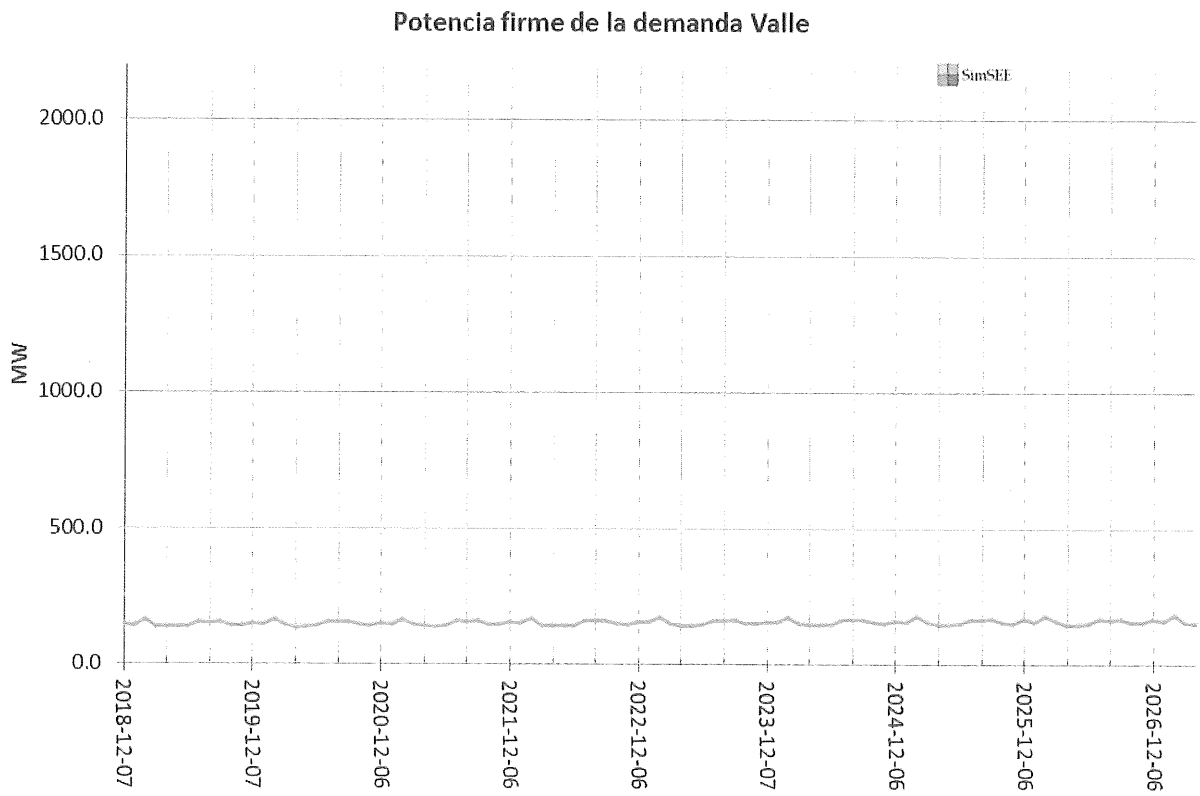


Fig. 16: Potencia Firme de la demanda Valle

## 5. Anexo II Modelado de las centrales de Biomasa

Los valores de la Tabla 9 corresponden a una aproximación en base a la generación real a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación. Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se optó por modelar dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/Mwh.

Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible, se determinó con la generación entregada a la red durante el 2016 (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados).

Para los generadores Ponlar y Fenirol la potencia disponible, queda determinada por los valores de generación en el período octubre 2017 - setiembre 2018. Los valores considerados en las simulaciones son los que se muestran en la Tabla 9.

	Potencia Efectiva (MW)	f.d. (p.u.)	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1,2	1	0	0
UPM	20	0,8	72	0
Fenirol	8,9	1	72	30
Bioener	10	0,9	72	30
Montes del Plata	80	0,85	72	0
Galofar	8,9	1	0	0
Ponlar	4,4	0,95	72	0
Alur	3,1	1	0	0
Lanas Trinidad	0,3	1	0	0
Las Rosas	0,2	1	0	0
Liderdat	2,45	0,82	0	165

Tabla 9: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa.



## Índice de contenido

1. Resumen Ejecutivo.....	2
2. Introducción.....	2
3. Resultados requeridos.....	3
3.1. Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.....	3
3.2. Seguro para Garantía de Suministro.....	4
3.3. Requerimiento de Contratar.....	6
3.4. Cubrimiento Previsto.....	7
3.5. SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual.....	7
3.6. Contratos Faltantes.....	10
3.7. PFLP de cada Participante Productor.....	12
3.8. Tablas de resultados.....	13
3.9. Hipótesis utilizadas.....	17
4. Anexo I Análisis complementario del modelado de la demanda.....	19
5. Anexo II Modelado de las centrales de Biomasa.....	26