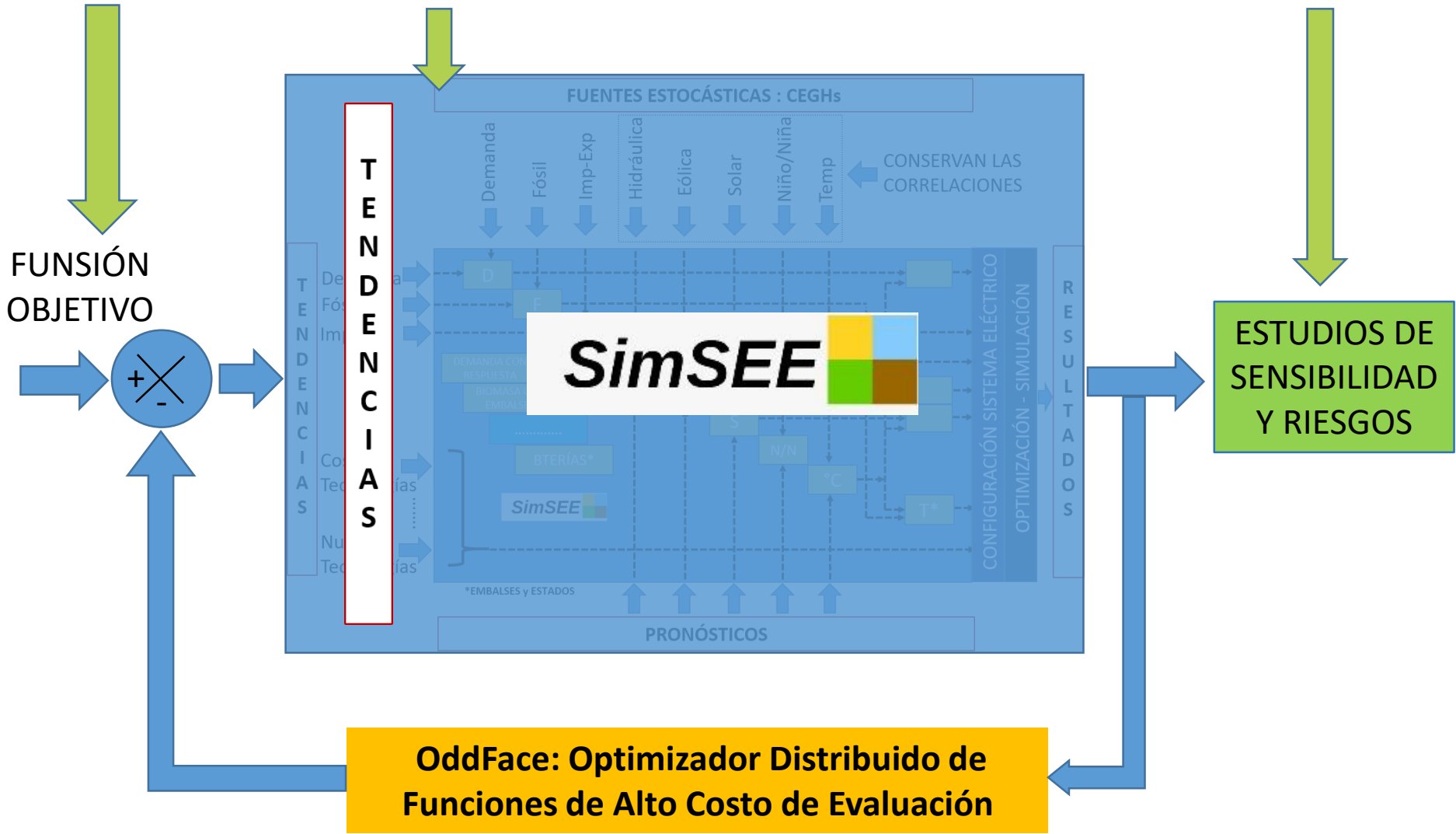
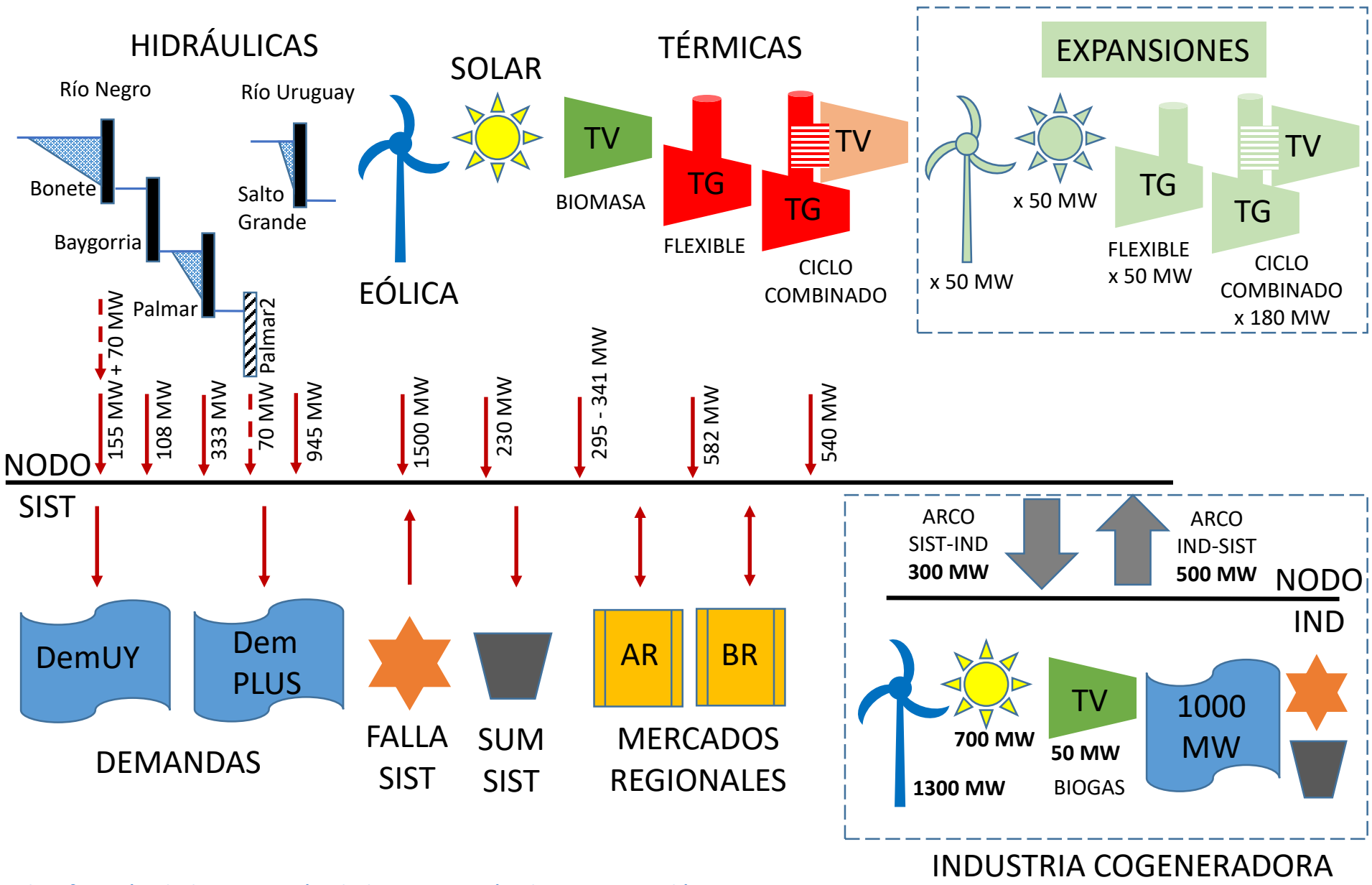


Problema de Expansión: PEG 3 y 4

PEGSE



Sala SimSEE del curso PEGSE



Mapa de PEGs del Curso 2024

Tecnologías de Expansión

Los números (xyz) indican el NID del Problema OddFace

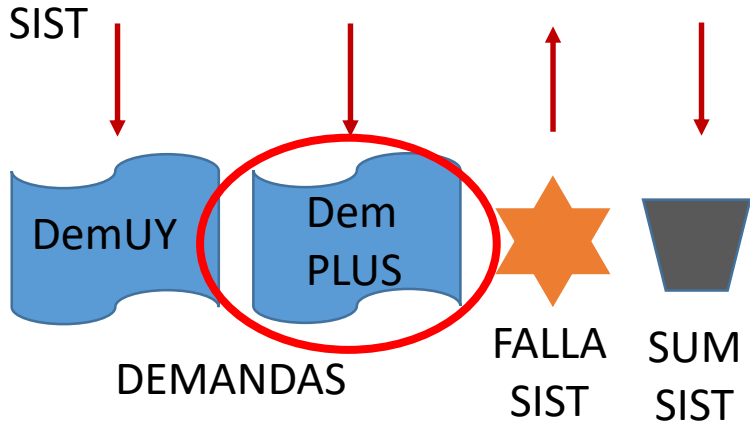
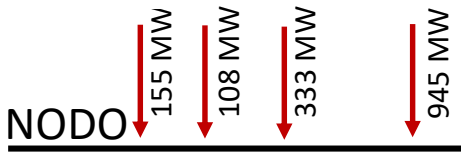
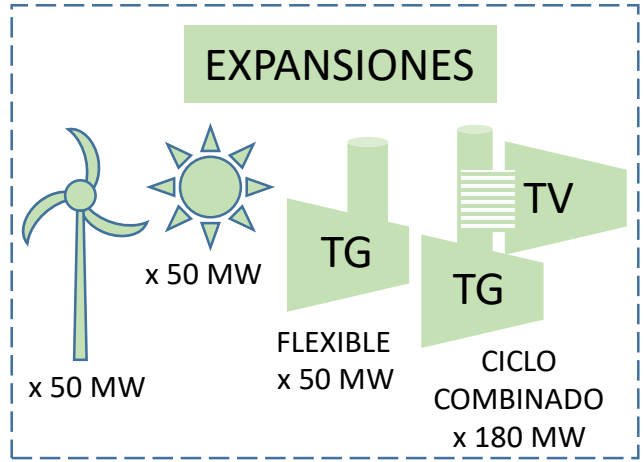
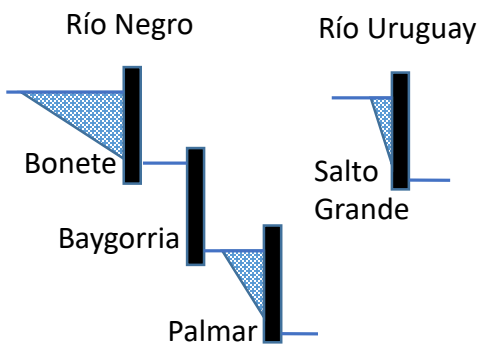
Escenario	S	E	T	TES	Descripción del Escenario
BaseB	EJ-8 (867)	-	-	PEG5 (872)	Hidráulica, Eólica, Solar, Térmicas y Biomásas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal, CC, TGs, Bio, UPM2, etc.). Sin la demanda Plus.
BaseA	-	-	-	PEG6 (856)	BaseB + Demanda Plus.
BaseBsinTESuy	-	-	PEG2 (873)	PEG3 (870)	BaseB sacando las Térmicas, Eólica y Solares de UY 2023. En suma solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal).
BaseBsinTESuysinPal	-	-	PEG1 (869)	-	BaseBsinTESuy + sacando Palmar.
BaseAsinTESuy	-	-	-	PEG4 (871)	Solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal). Con la demanda Plus.
BaseAsinESuy	-	PEG11 (866)	-	-	Hidráulicas y Térmicas de UY 2023. Con la demanda Plus.
BaseABon	-	-	-	PEG7 (857)	BaseA + ampliación de Bonete en el 2028
BaseBInd40	-	-	-	PEG8 (PEG8)	BaseB + Proyecto Industrial.
BaseAInd40	-	-	-	-	BaseA + Proyecto Industrial.
BaseA81	-	-	-	PEG9 (862)	BaseA y se sube la cota de penalización de Bonete a 81 m.
BaseAOdd	-	-	-	PEG10 (889)	BaseA con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.

*En el link se puede bajar la sala, los CF de los escenarios sin expandir y sus planillas simcosto.xlt

PEG 3 y 4: Eólica, Solar y Térmica

CON/SIN la DemPlus

HIDRÁULICAS



Nombre	--
BaseB	[Icons]
BaseA	[Icons]
BaseBsinTESuy	[Icons]
BaseBsinTESuysinPal	[Icons]
BaseAsinTESuy	[Icons]
BaseAsinESuy	[Icons]
BaseABon	[Icons]
BaseAInd	[Icons]
BaseBInd	[Icons]

Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

- **Capa 0:** El petróleo indexa el 75 de los cv de las térmicas.
- Capa 1: El índice del petrleo no afecta los cv térmicos las térmicas.
- Capa 2: El índice del petrleo afecta el 100% de los cv térmicos las térmicas.
- **Capa 0:** Indice de petroleo Referencia EIA.
- Capa 6635: Indice de petroleo Low Oil Priece de EIA.
- Capa 44: Se agregan actores testimoniales de 1 MW de las tecnologías de Exp para calcular el GI
- **Capa 0/12/20/30:** Los excedentes se evalúan a 0.1/12/20/30 USD/MWh.
- **Capa 0/60:** Mercados de Argentina y Brasil con Delta en 10000/50 USD/MWh.
- **Capa 0/274/272:** Tendencias marginales ARG y BRA con valores constantes/decrecientes asociados al año 2022.

- Capas 40 y 50 / 633: PP Eolica_Exp y Solar_Exp de 40 o 50 USD/MWh-d / o se fuerza PP=0 en la sala y se modela en OddFce.

- Capa 150: Demanda Plus de 150 MW planos.

- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.
- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.
- Capa 246: TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 de UY 2023 (incluye UPM2).
- Capa 1500: Actor Eolica con 1500 MW de UY 2023.
- Capa 230: Actor Solar con 230 MW de UY 2023.
- Capa 540: Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW de UY 2023.
- Capa 582: Actor TerFlexTG con TGs de UY 2023.
- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.
- Capa 15: Sin Derating Térmico de Bio, TGs y CC.
- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.
- Capa 2028: Bonete agrega una turbina adicional de 71.3 MW.

Tecnologías y criterios de Expansión

Fronteras cerradas – Valorización nula de Excedentes

- Térmicas (T)
 - TG de 50 MW
 - PP de 18 USD/MWh-d
 - cv de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl
 - CC de 180 MW
 - PP de 23 USD/MWh-d
 - cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl
 - 100 % indexado con petróleo

- Eólica y Solar (E y S)
 - PP de 40 USD/MWh-d respectivamente
 - Sin tendencia a la baja
 - *Factores de planta de 40 y 21 % respectivamente.

Para la PEG10 se aplica una atenuación de precios de 3% anual.

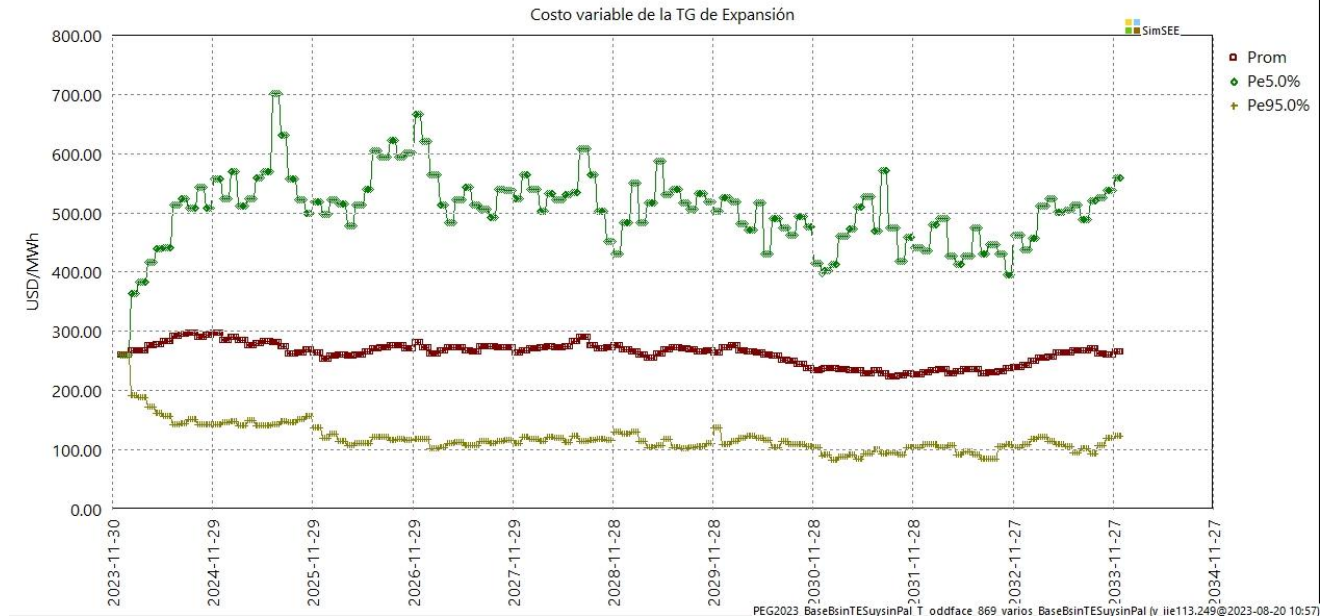
Reducción de 3% anual	
año	USD/MWh
2024	40.0
2025	38.8
2026	37.7
2027	36.6
2028	35.5
2029	34.5
2030	33.5
2031	32.5
2032	31.6
2033	30.7

*Valores medios 2018 a 2022

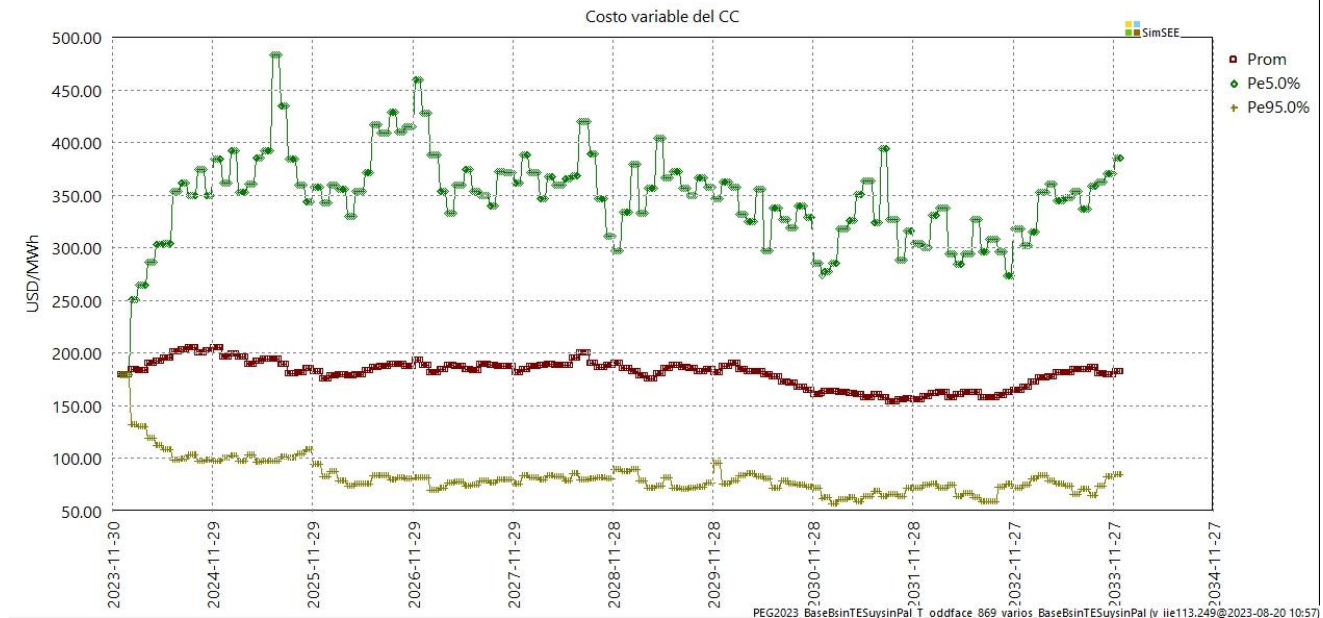
<https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei>

Algunas verificaciones (1)

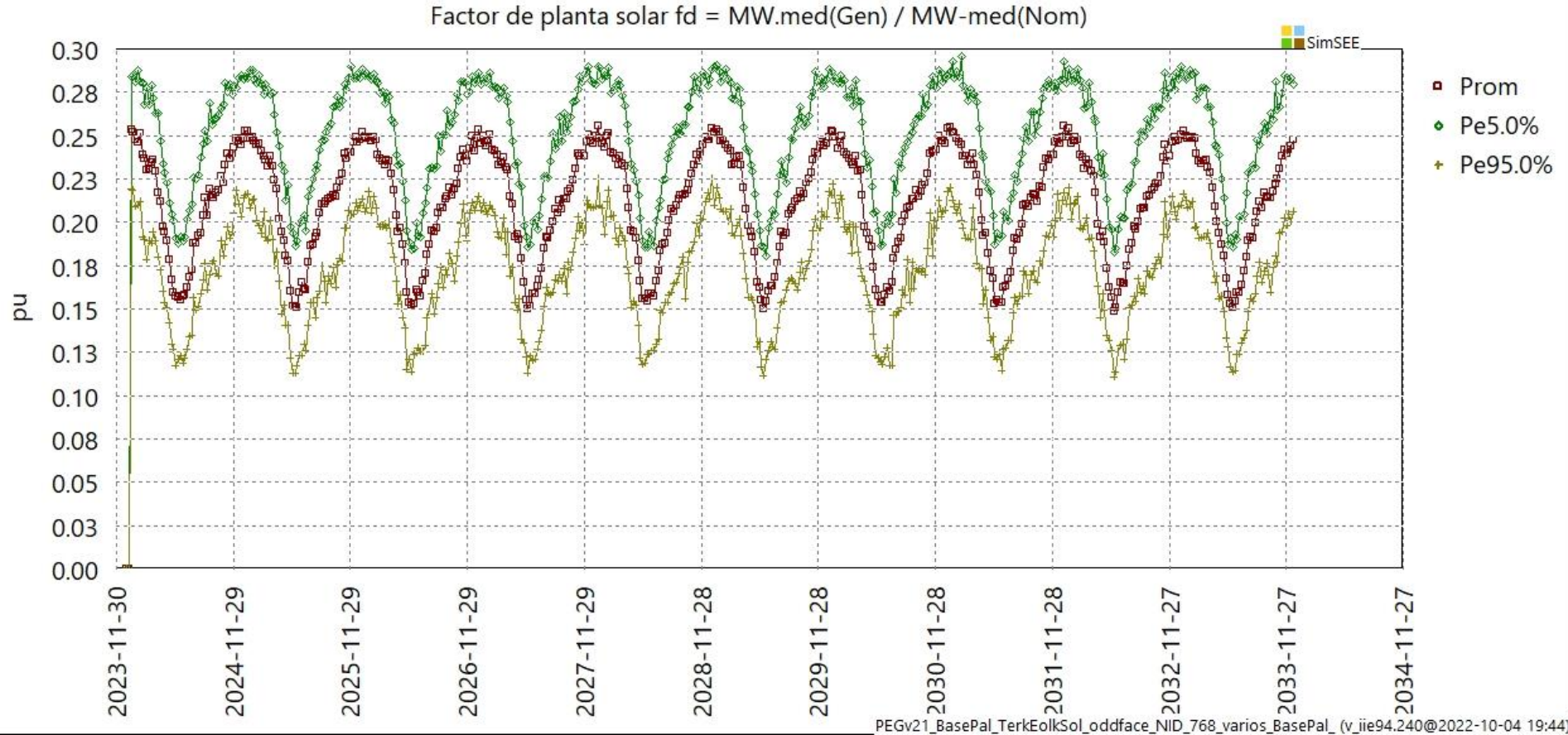
cv de TGs



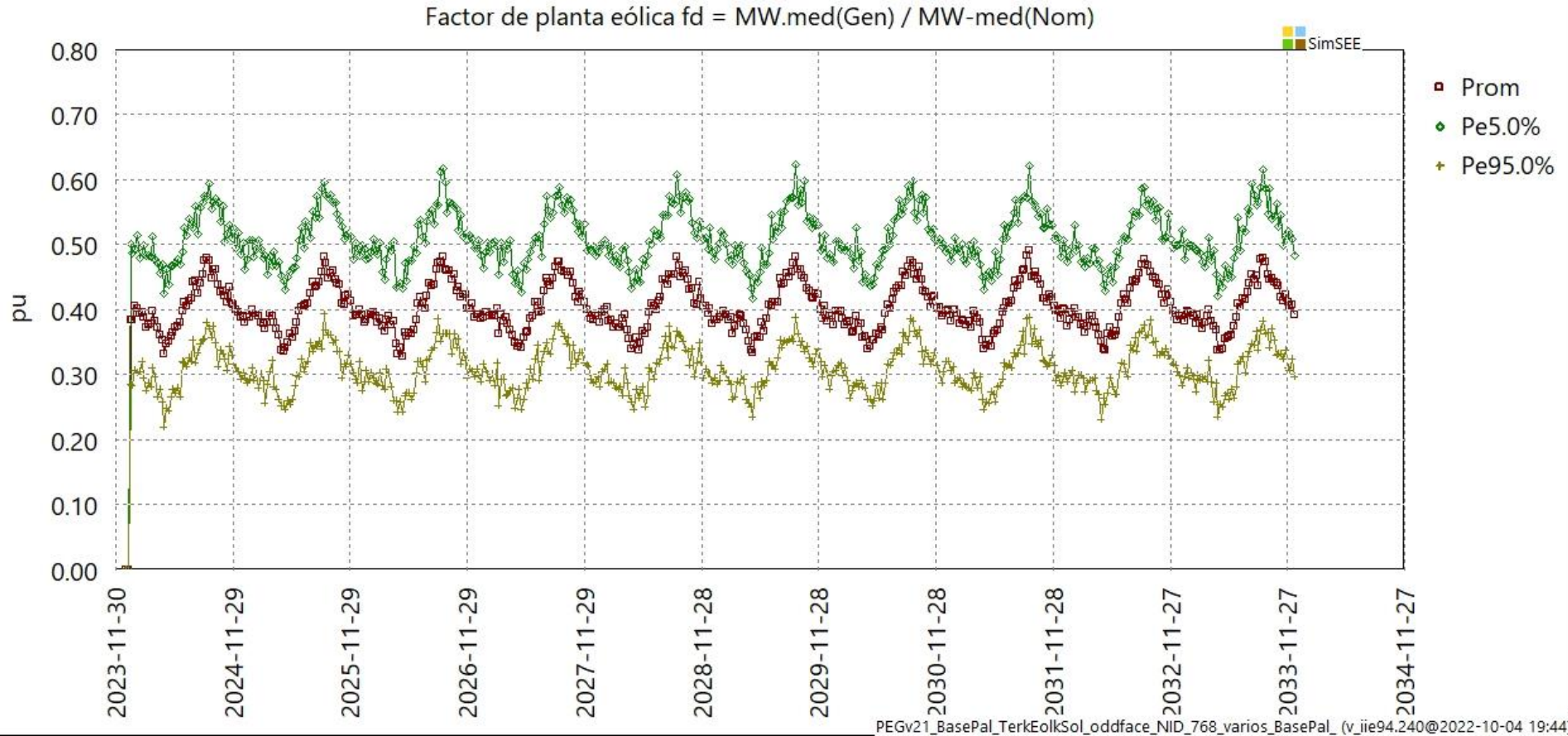
cv de CC



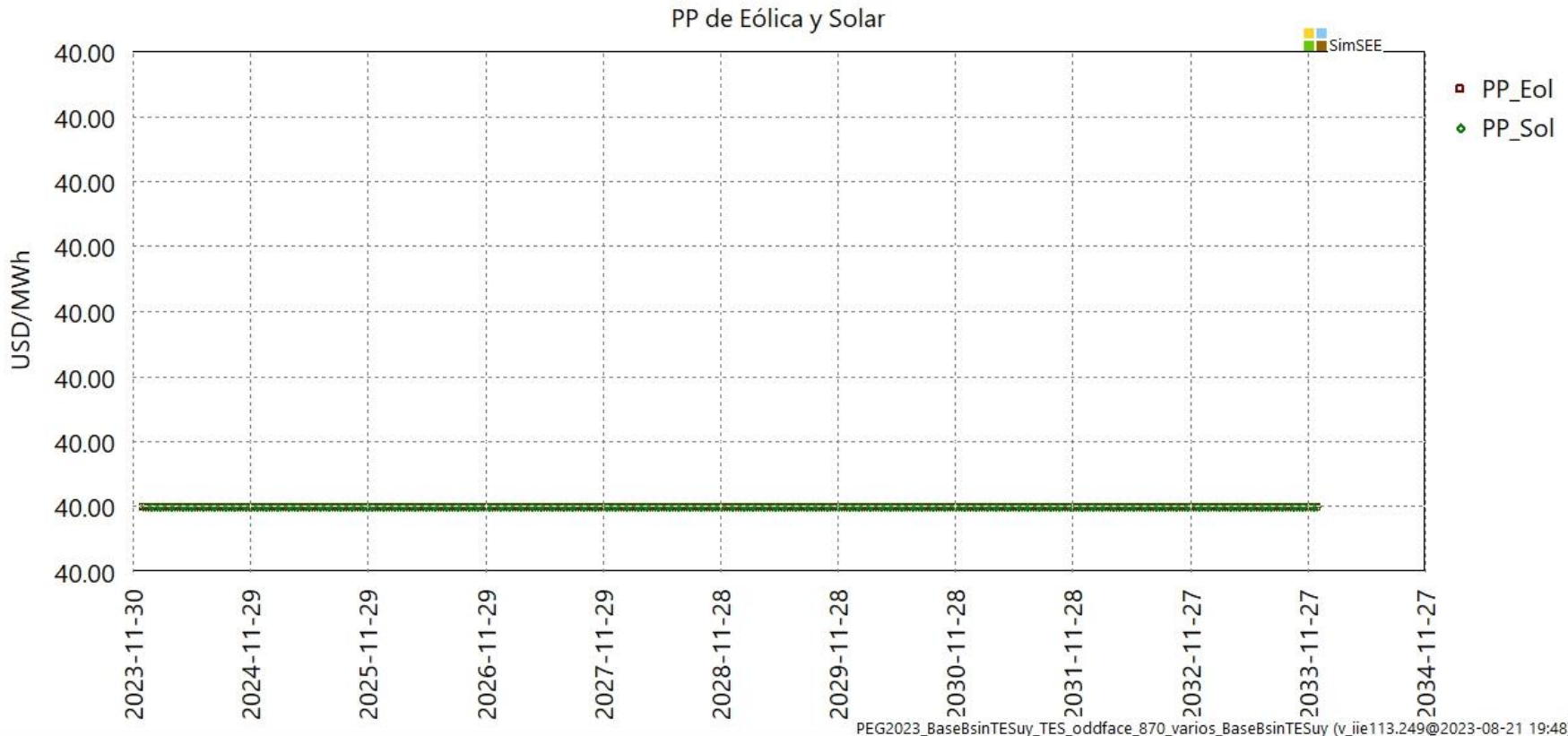
Algunas verificaciones(2)



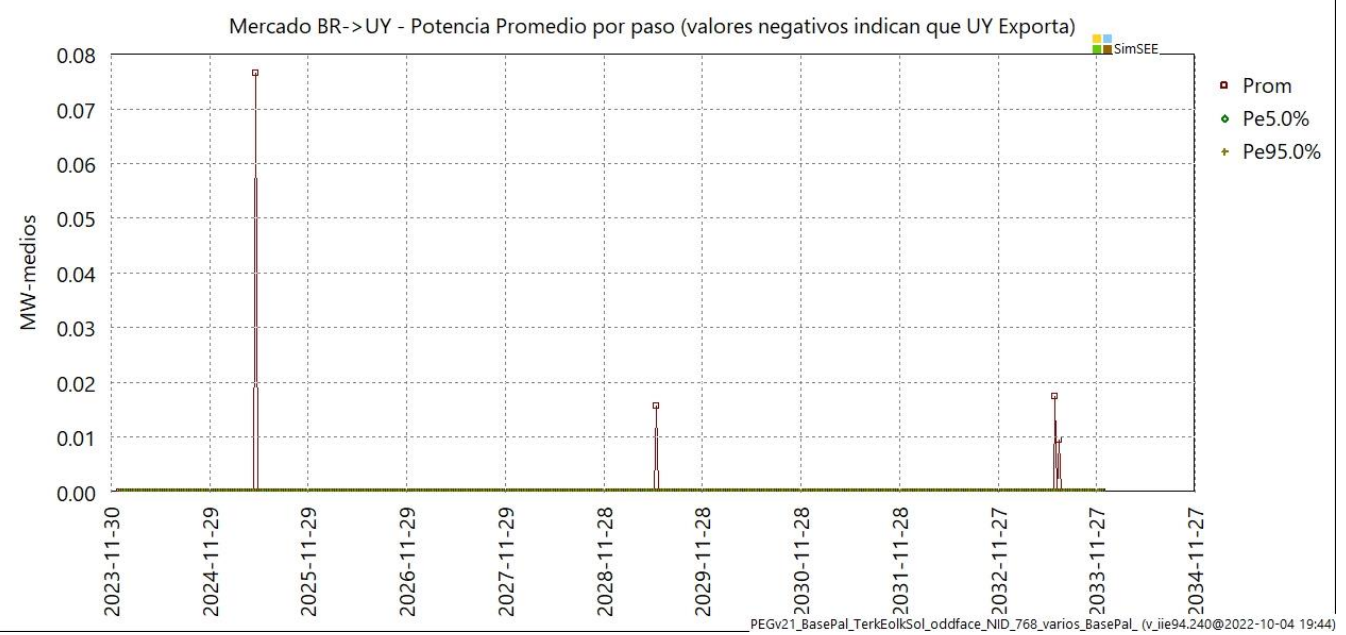
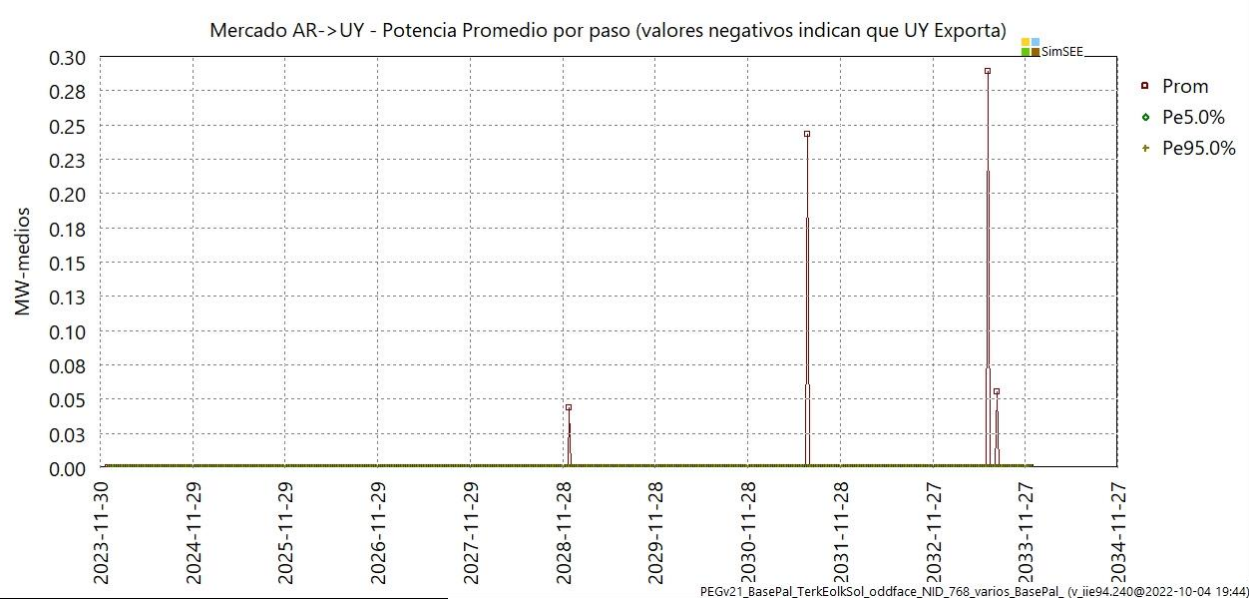
Algunas verificaciones(3)



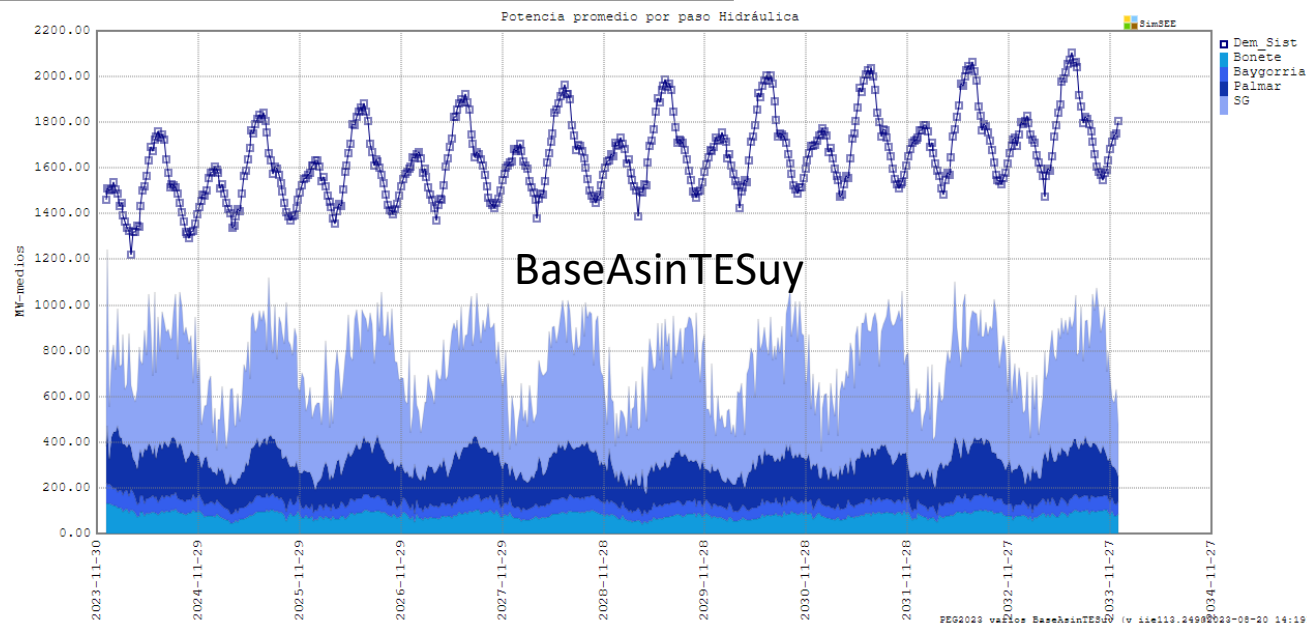
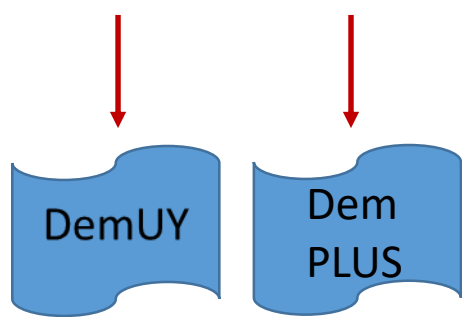
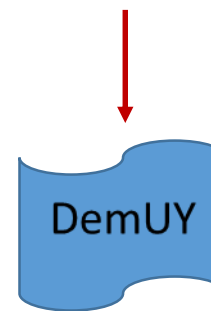
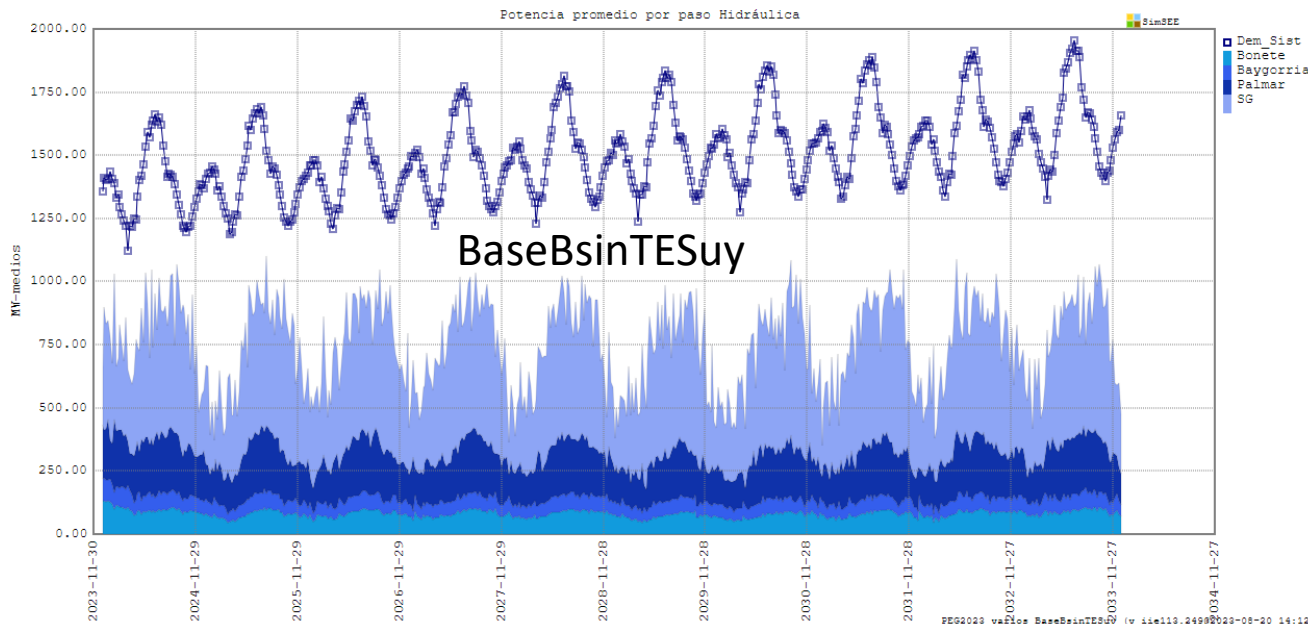
Algunas verificaciones(4)



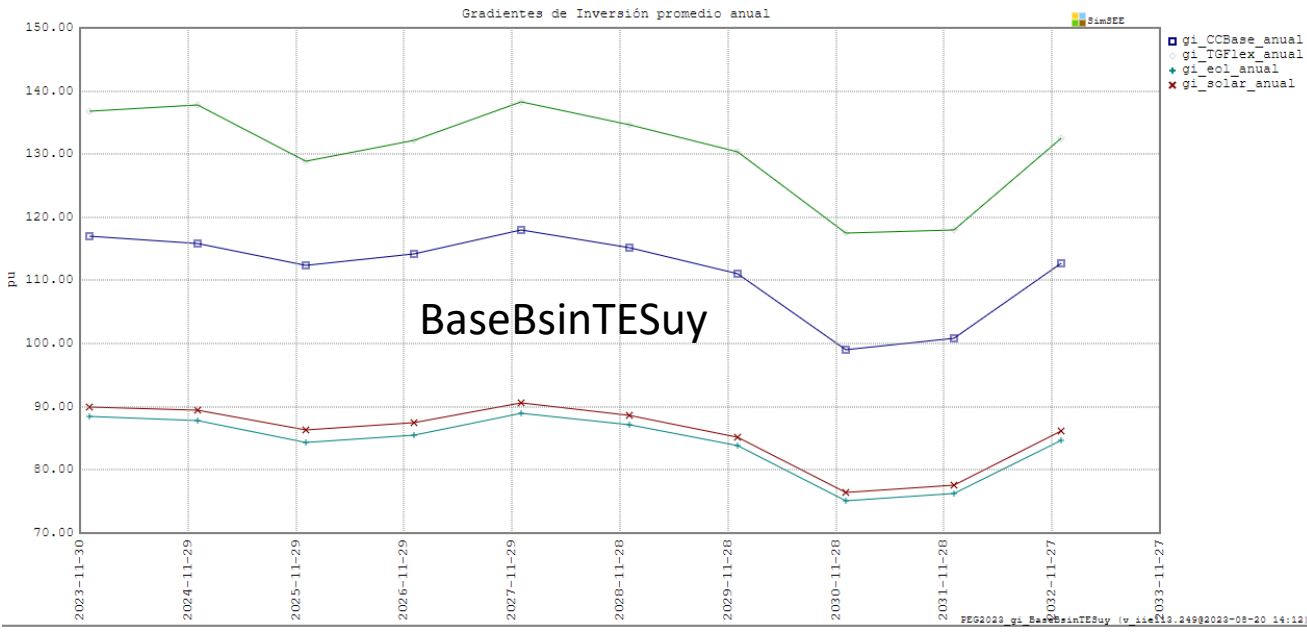
Algunas verificaciones(5)



Escenarios BaseBsinTESuy y BaseAsinTESuy

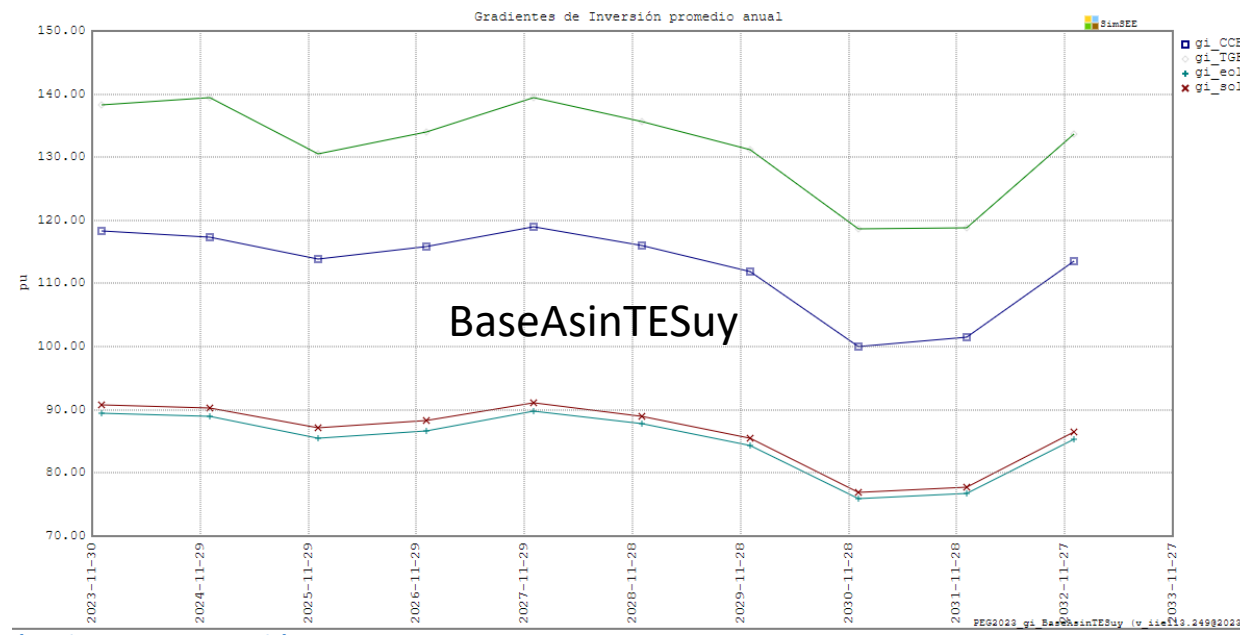


Gradientes de Inversión



BaseBsinTESuy

Los GI cambian muy poco entre B y A porque compiten contra la FALLA que es relativamente muy grande...



BaseAsinTESuy

Ventanas de la PO, Simulación y OddFace

14 años de Optimización de la Operación (SimSEE)



10 años de Simulación (SimSEE)



Decenal de la PEG con OffFace



Decisión y
Construcción



Momentos en que entran las inversiones

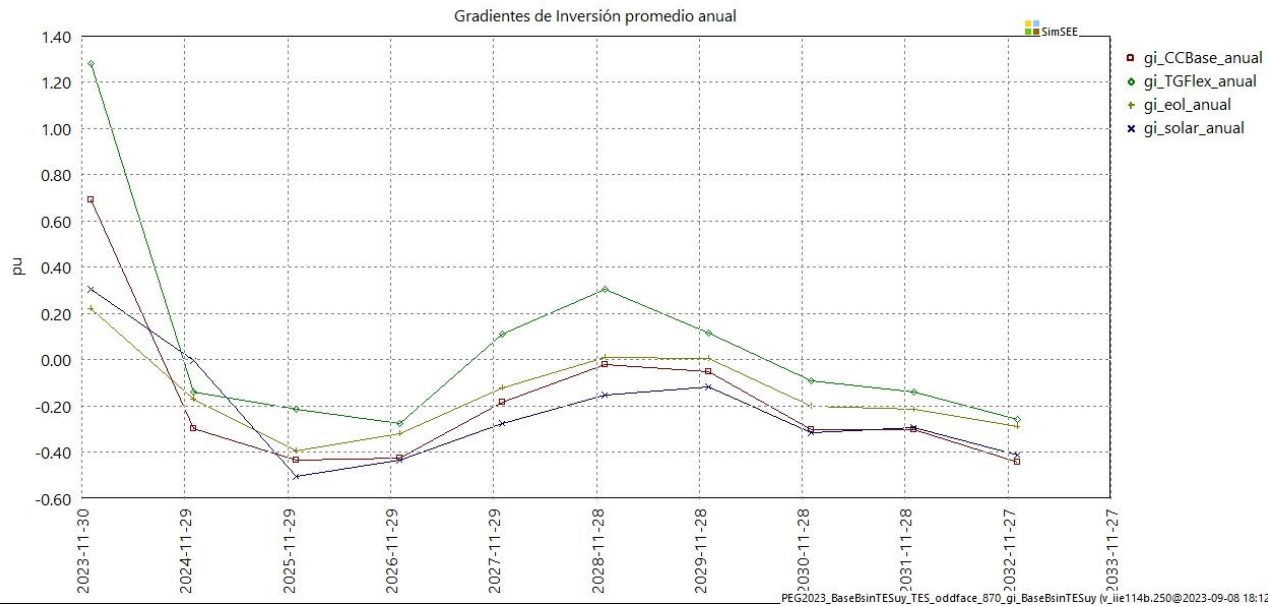
Guarda de Optimización

Con Demanda 2033..2037 cte.
Con "Sumar Pagos en CF"

Gradientes de Inversión

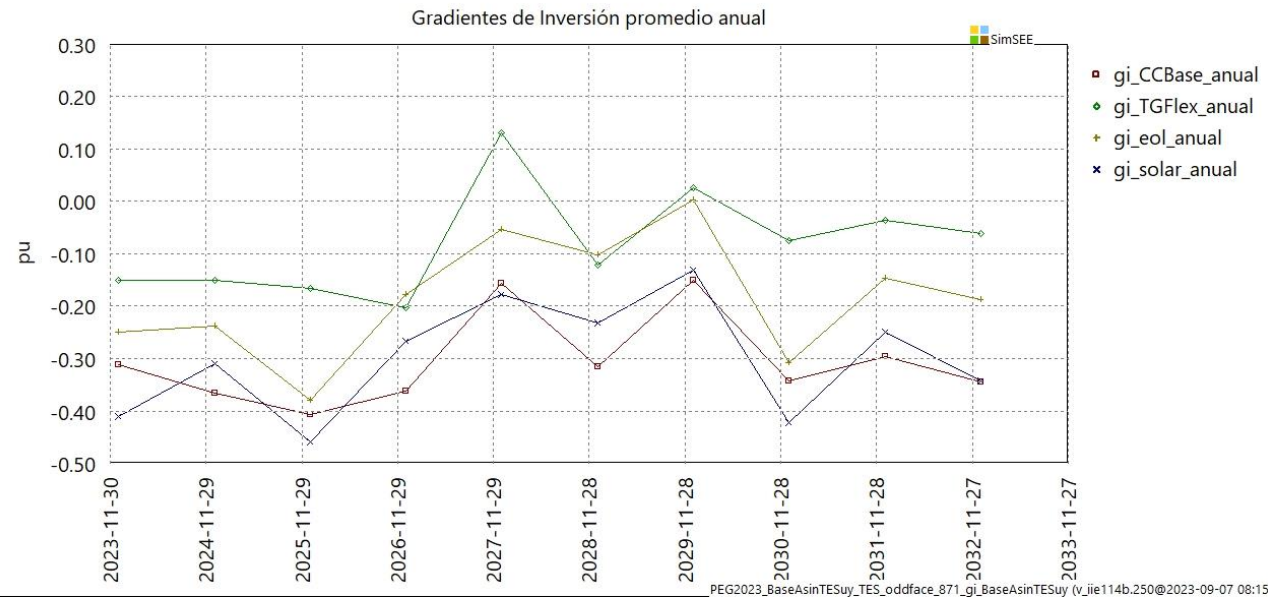
PEG3

BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870



PEG4

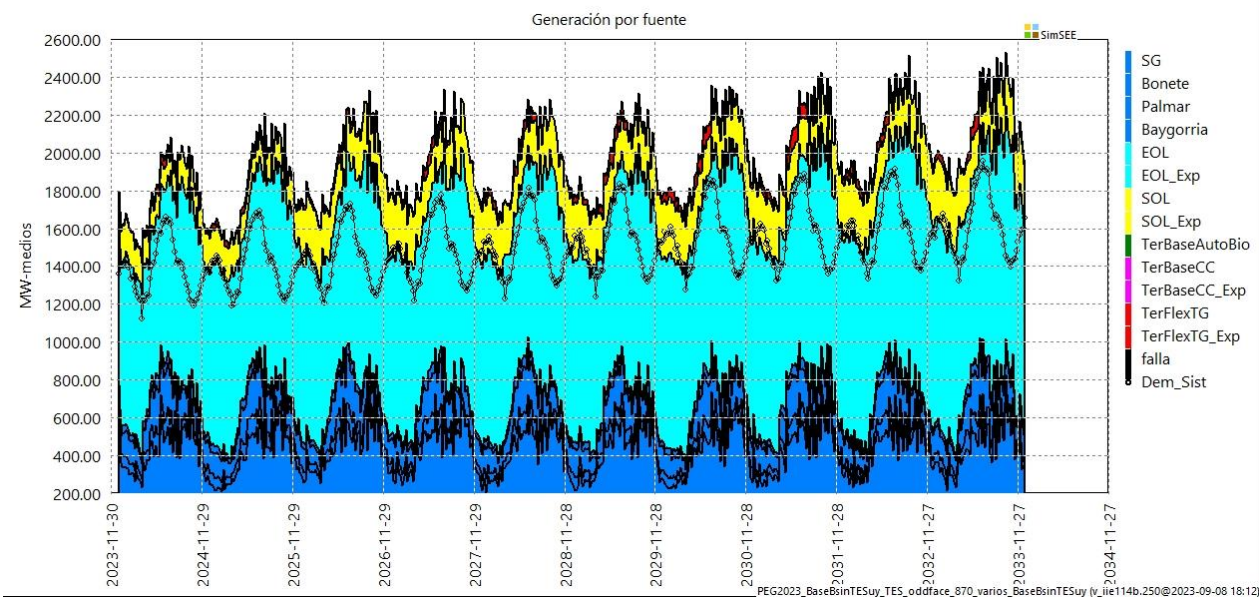
BaseAsinTESuy-
TES
Problema 871



Generación por fuente (1)

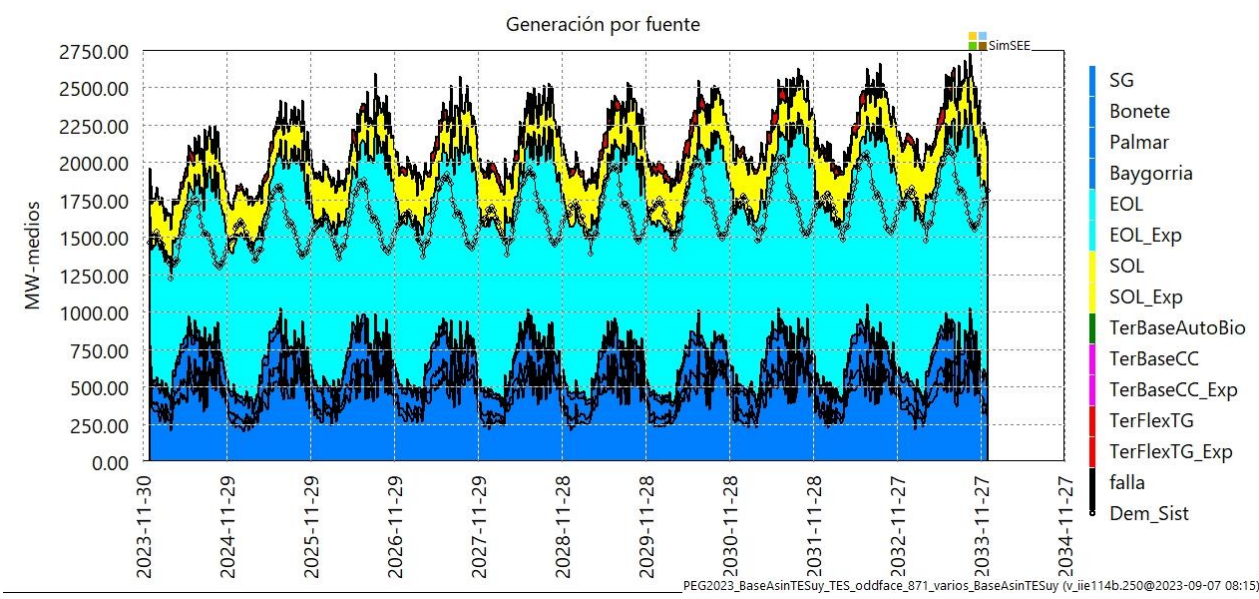
PEG3

BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870

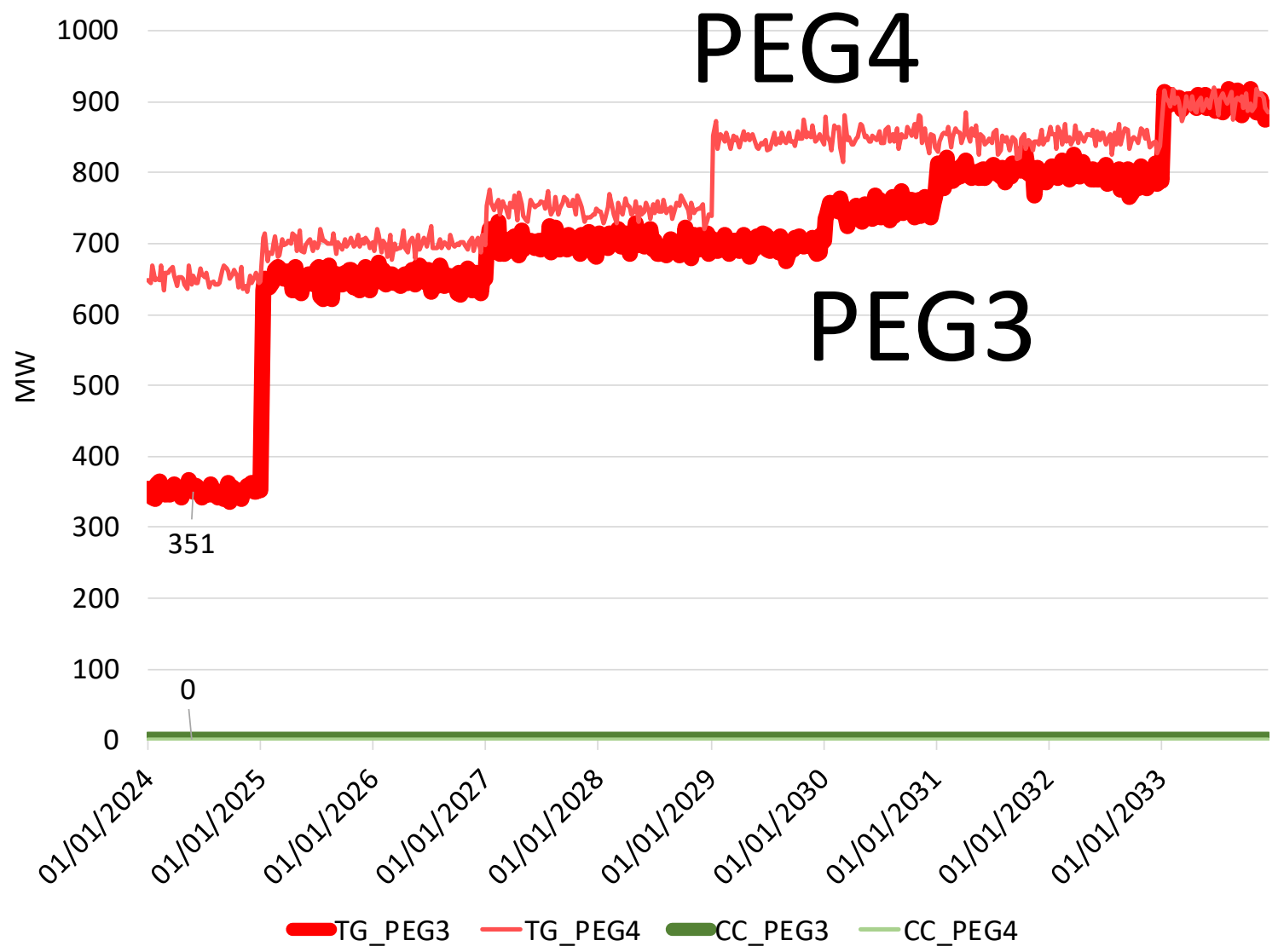
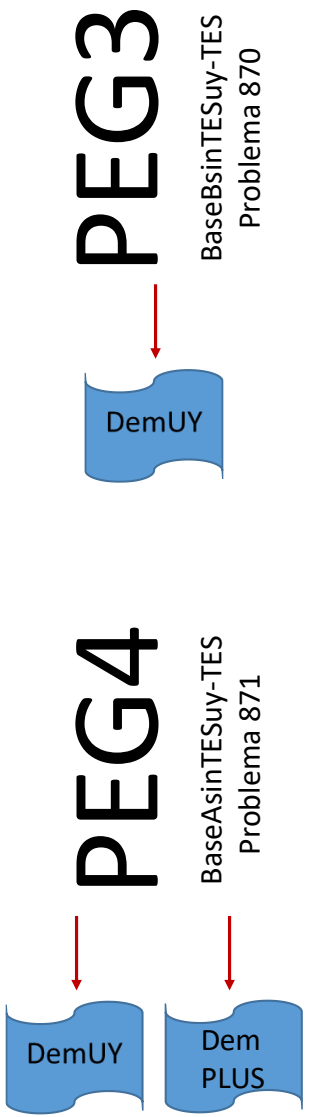


PEG4

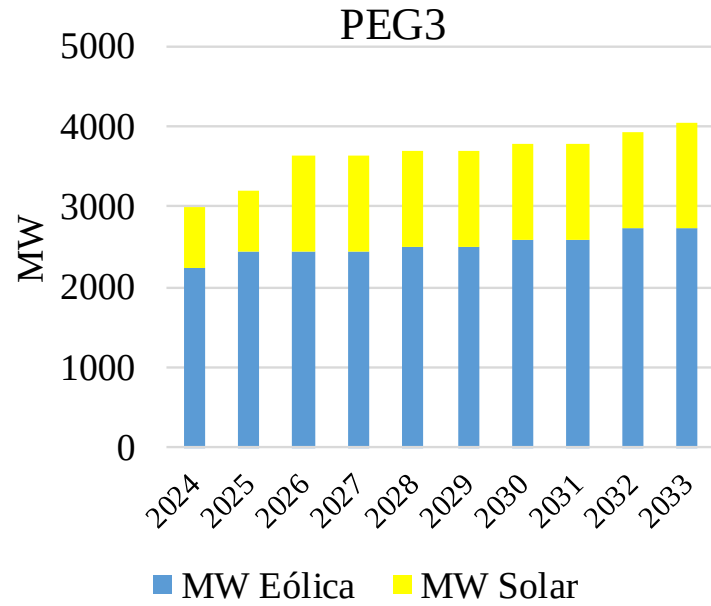
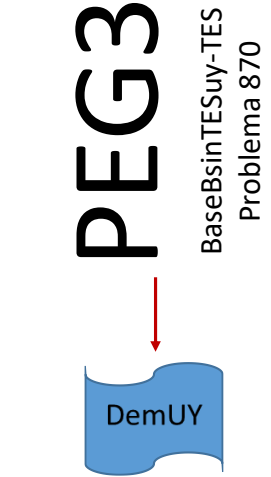
BaseAsinTESuy-
TES
Problema 871



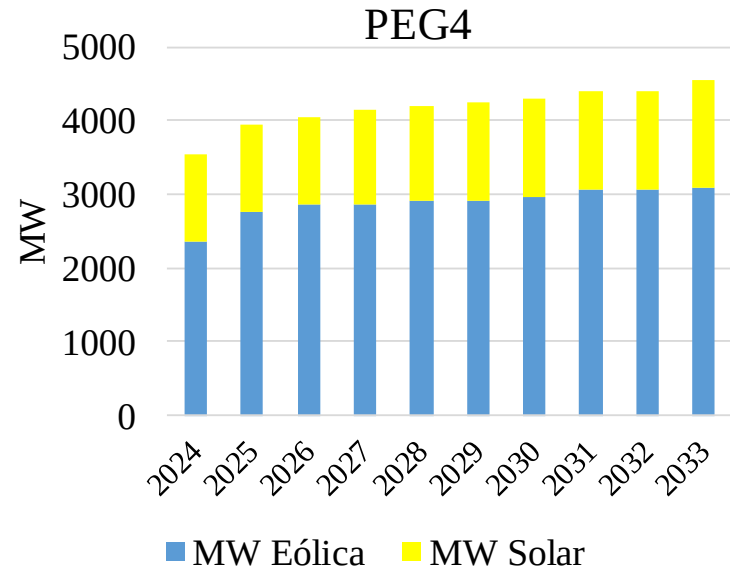
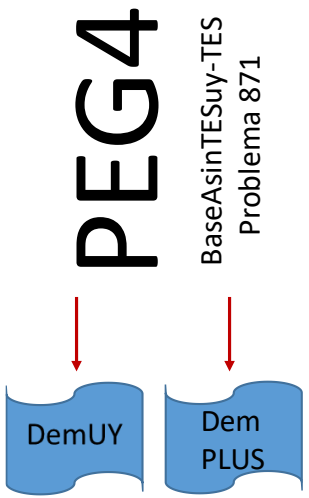
Expansiones Térmicas



Expansiones de Eólica y Solar (1)

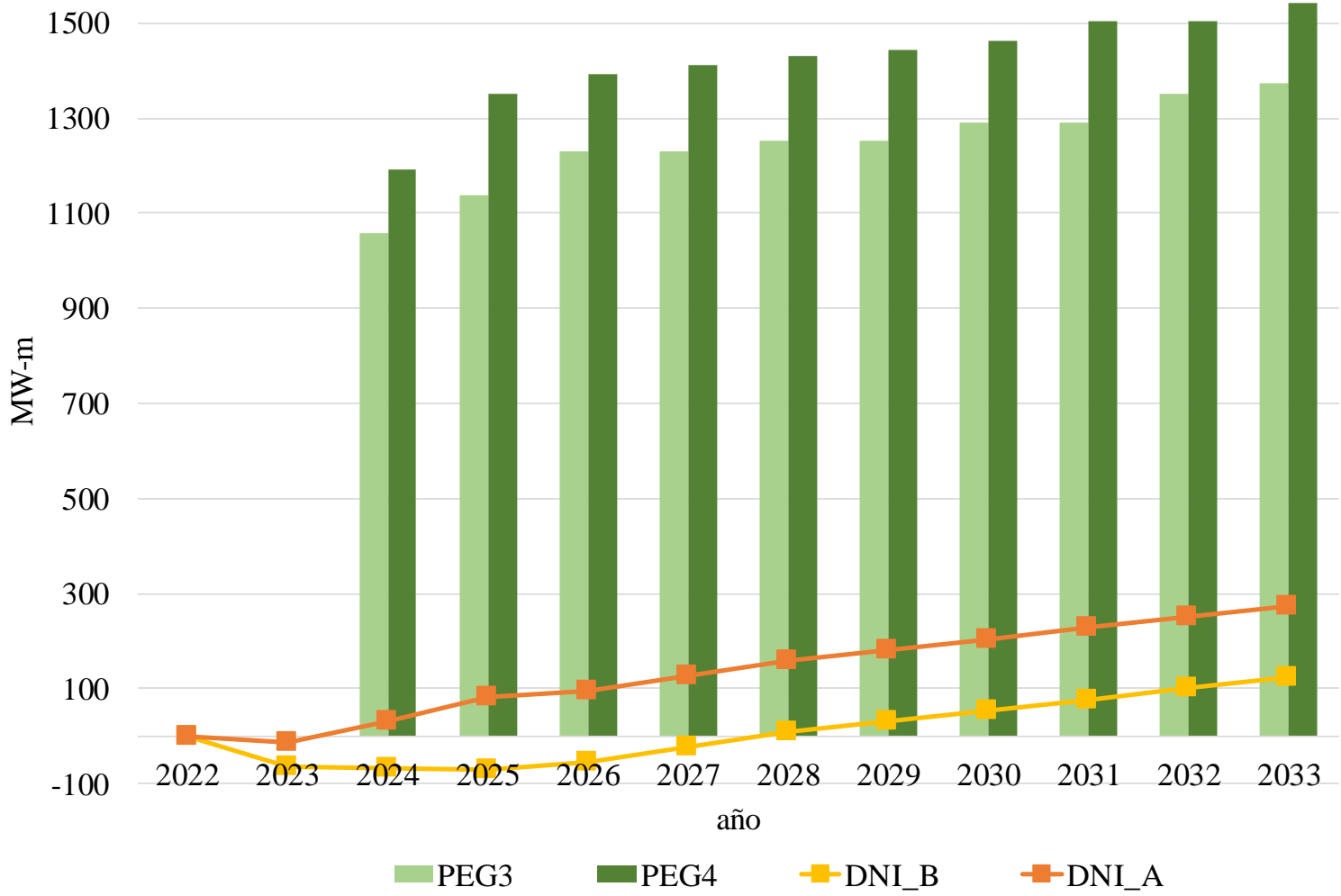
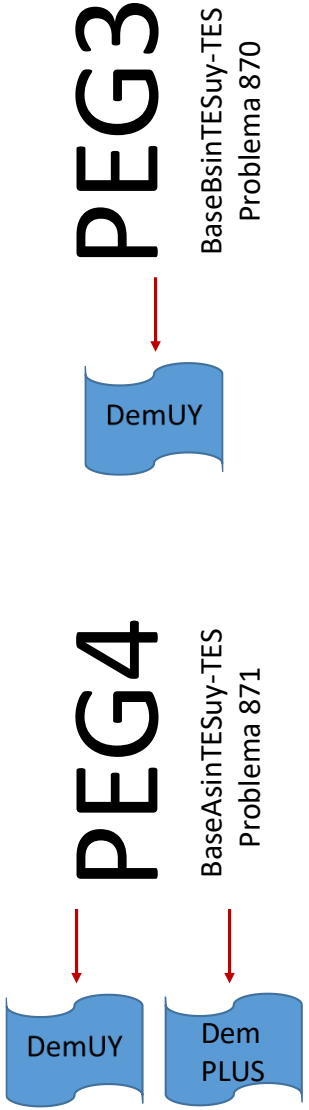


Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	900	158	1058
2025	980	158	1138
2026	980	252	1232
2027	980	252	1232
2028	1000	252	1252
2029	1000	252	1252
2030	1040	252	1292
2031	1040	252	1292
2032	1099	252	1351
2033	1100	273	1373
Prom	1030	255	1284
	80%	20%	100%



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	940	252	1192
2025	1100	252	1352
2026	1140	252	1392
2027	1140	273	1413
2028	1160	273	1433
2029	1160	283	1443
2030	1180	284	1464
2031	1220	284	1504
2032	1220	284	1504
2033	1240	304	1544
Prom	1182	279	1462
	81%	19%	100%

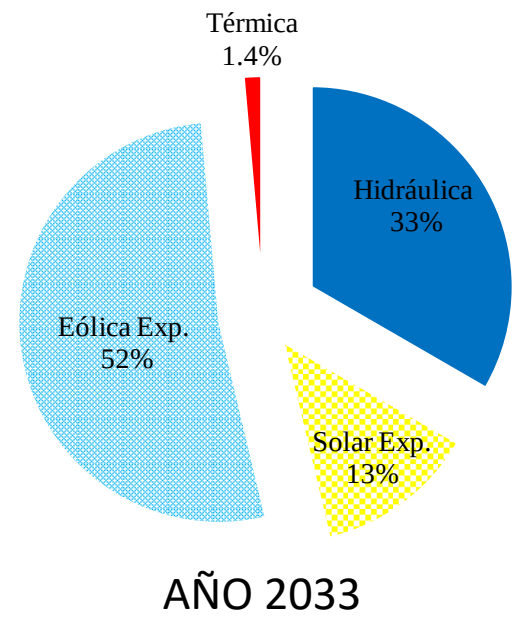
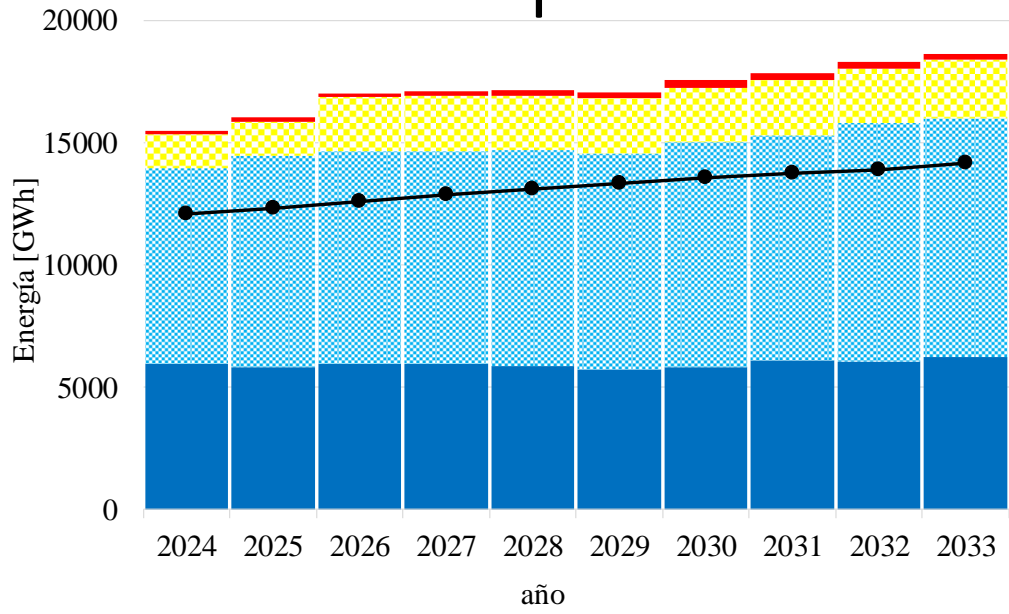
Expansiones de Eólica y Solar (2)



Generación por fuente anual

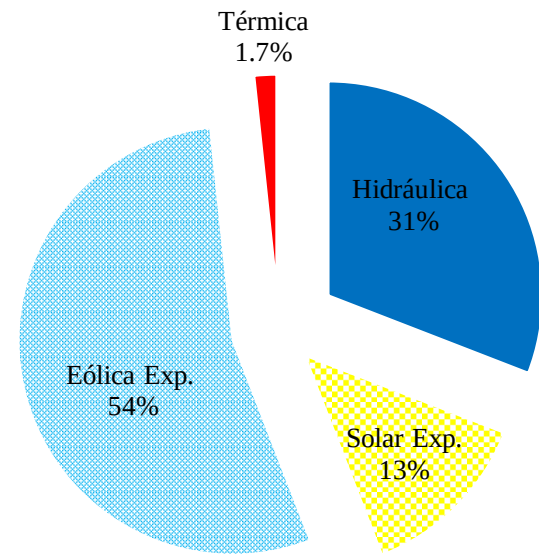
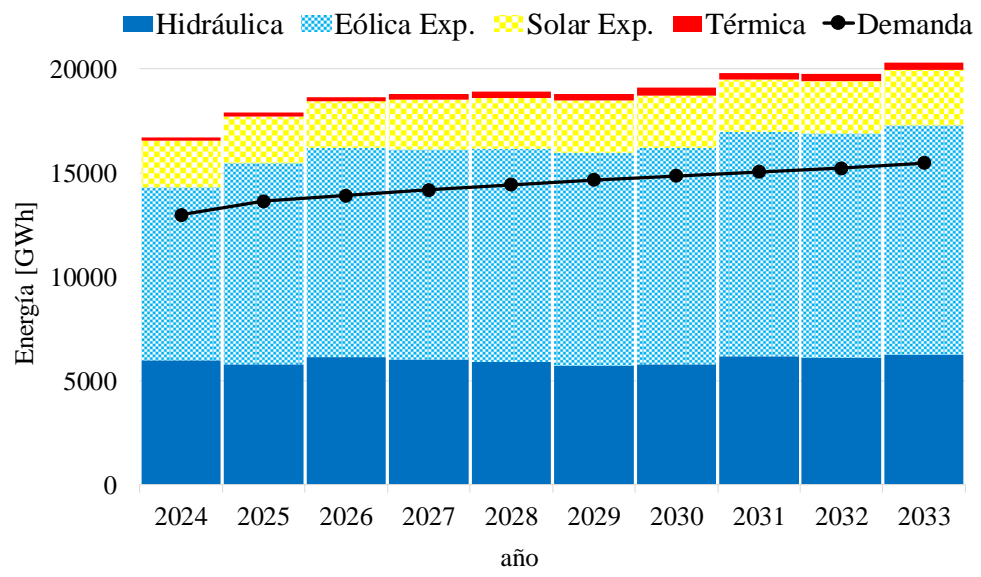
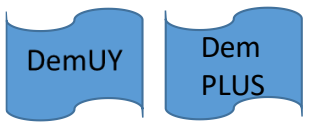
PEG3

BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870



PEG4

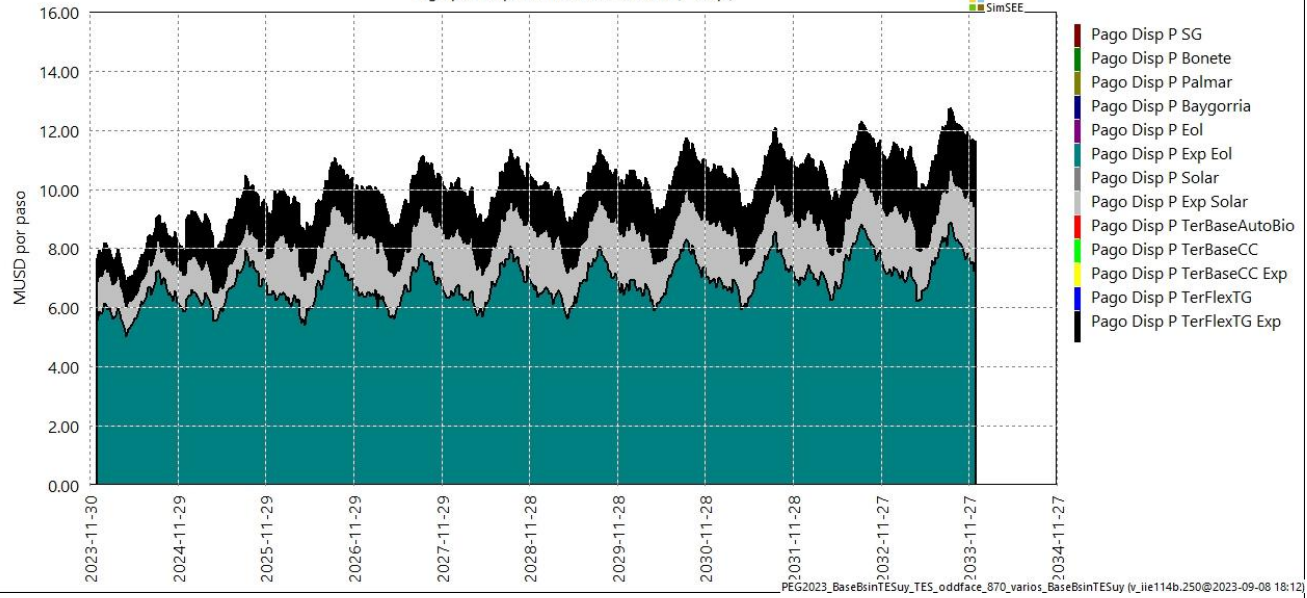
BaseAsinTESuy-
TES
Problema 871



■ Hidráulica ■ Eólica Exp. ■ Solar Exp. ■ Térmica ● Demanda

Pagos de PP

Pago por Disponibilidad de Potencia (P Disp.)

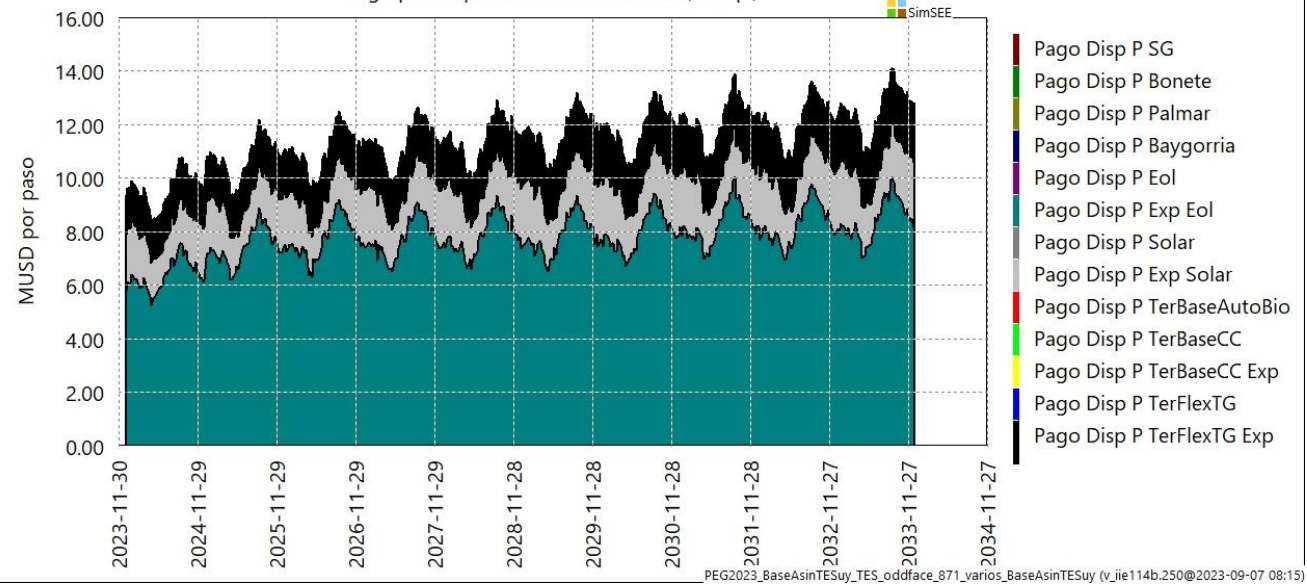


PEG3

BaseBsinTESuy-TES
Problema 870



Pago por Disponibilidad de Potencia (P Disp.)

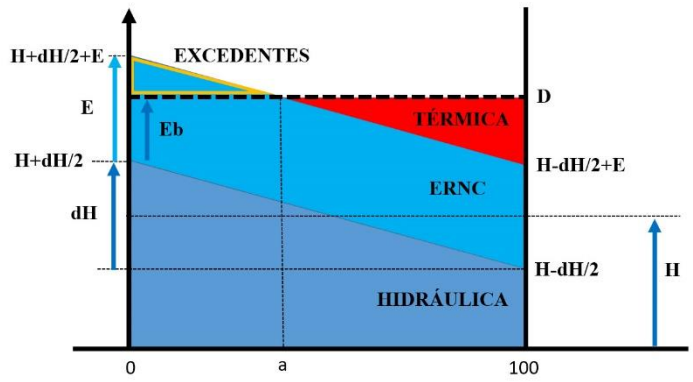


PEG4

BaseAsinTESuy-TES
Problema 871



¿Qué diría el Modelo Simple?



$$E_{opt} = E_b + dH \frac{(cv - p_e)}{(cv - p_x)}$$

$$T_{opt} = \frac{1}{2} dH \left(\frac{p_e - p_x}{cv - p_x} \right)^2$$

$$E_b = D - H - \frac{dH}{2}$$

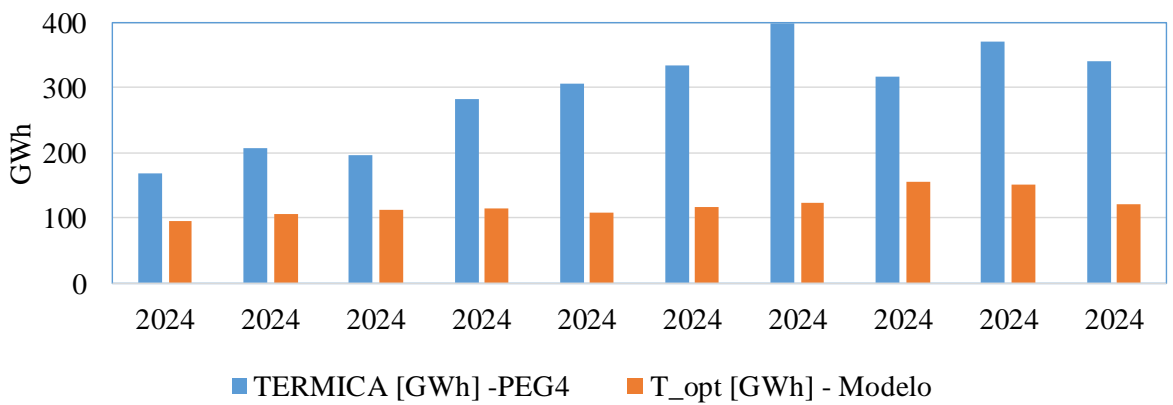
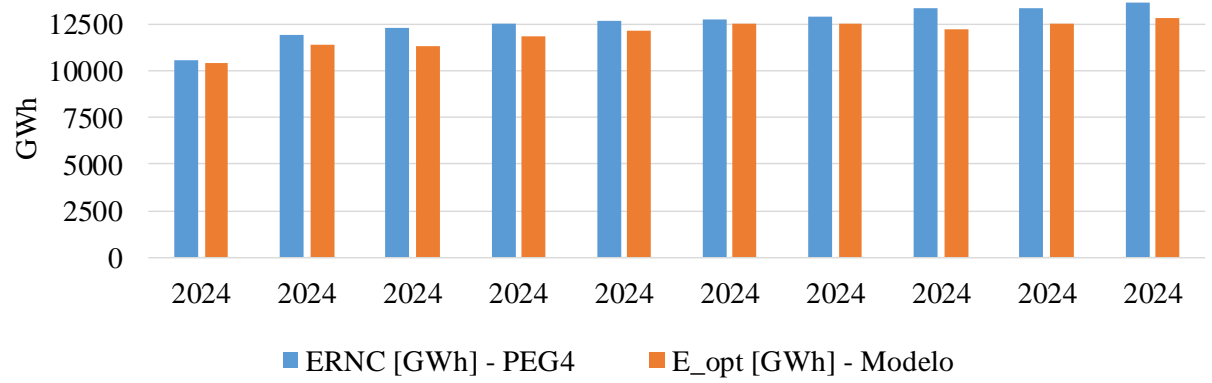
$$X_{opt} = \frac{1}{2} dH \left(\frac{cv - p_e}{cv - p_x} \right)^2$$

Problema PEG4 comparado con Caso 2 del Modelo Simple

Año		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
D	GWh	12971	13640	13899	14176	14433	14664	14864	15058	15221	15473
H	GWh	5988	5770	6121	6007	5906	5694	5791	6171	6082	6226
dH	GWh	9646	10024	10106	10459	10309	10291	10128	10305	10357	10348
cv	USD/MWh	283	276	267	270	275	266	256	231	233	261
pe	USD/MWh-d	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
px	USD/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pt	USD/MWh-d	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
pe_real	USD/MWh-d	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Tmin_o	GWh	11806	12882	12831	13399	13681	14116	14137	14039	14318	14422
PTmin_o	MW-m	1348	1471	1465	1530	1562	1611	1614	1603	1634	1646
Eb	GWh	2159	2858	2726	2940	3373	3824	4009	3735	3961	4073
E_opt [GWh] - Modelo		10442	11427	11316	11849	12183	12567	12555	12253	12542	12834
ETmin	GWh	1364	1455	1515	1550	1498	1548	1582	1786	1775	1588
PT_min	MW-m	156	166	173	177	171	177	181	204	203	181
T_opt [GWh] - Modelo		96	106	114	115	109	116	124	155	152	122

PEG4	2024	2024	2024	2024	2024	2024	2024	2024	2024	2024	2024
ERNC [GWh] - PEG4	10557	11937	12316	12525	12687	12784	12923	13331	13324	13692	
TERMICA [GWh] - PEG4	169	207	196	283	306	333	399	316	370	340	
TG [MW-m] - PEG4	651	700	700	752	748	846	852	847	850	899	

¿Qué diría el Modelo Simple?



Año		2024
D	GWh	12971
H	GWh	5988
dH	GWh	9646
cv	USD/MWh	283
pe	USD/MWh-d	40
px	USD/MWh	0
pt	USD/MWh-d	18
pe_real	USD/MWh-d	40
Tmin_o	GWh	11806
PTmin_o	MW-m	1348
Eb	GWh	2159
E_opt [GWh] - Modelo		10442
ETmin	GWh	1364
PT_min [MW-m]*		156
T_opt [GWh] - Modelo		96

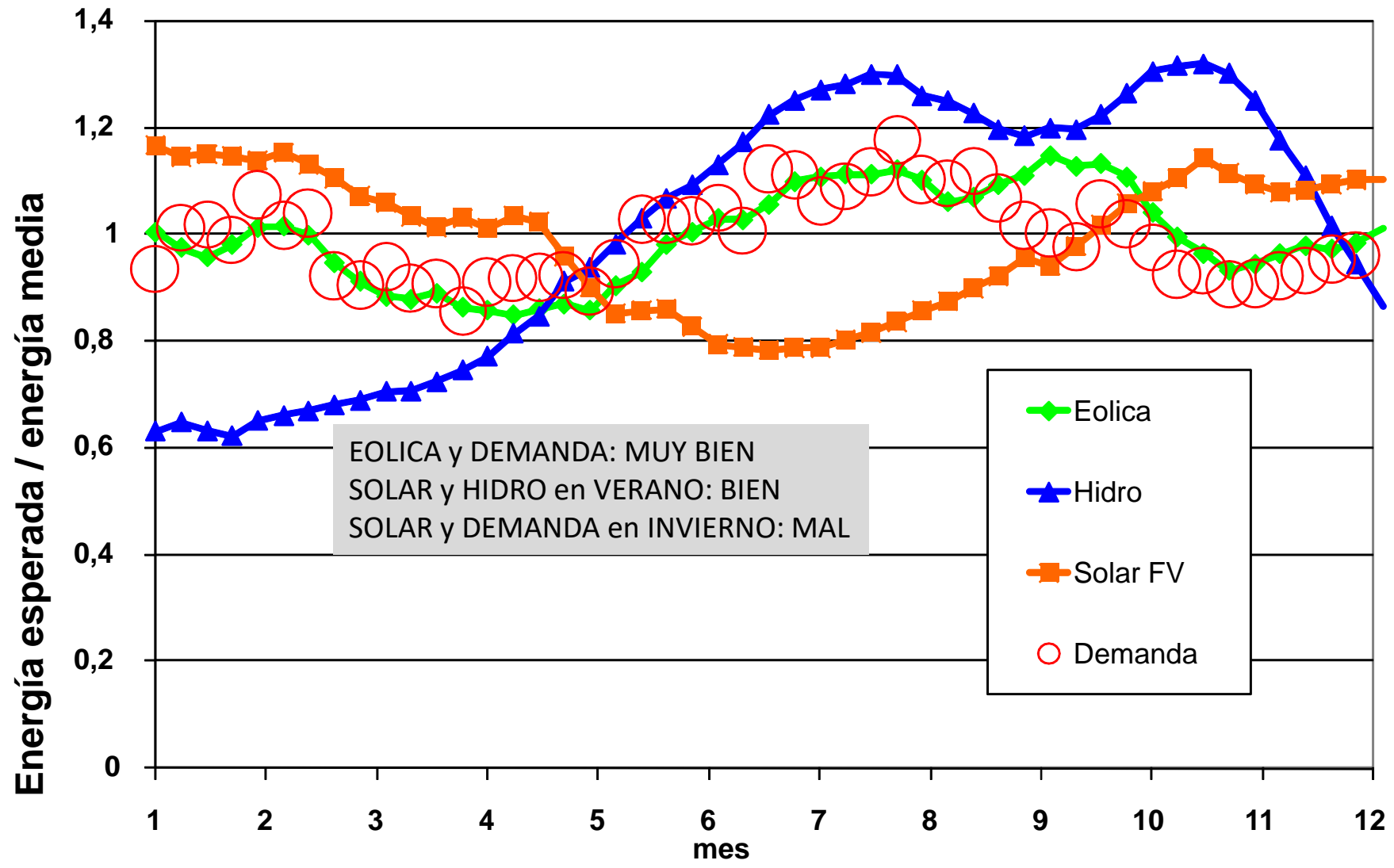
PEG4	2024
ERNC [GWh] - PEG4	10557
TERMICA [GWh] - PEG4	169
TG [MW-m] -PEG4	651

- Modelo consumiría 96 GWh – PEG4 169 GWh
- Modelo instalaría 156 MW* de TG - PEG4 650 MW!!!!

* Instala MW como para poder dar la Demanda de noche y sin viento...

La importancia de las Correlaciones

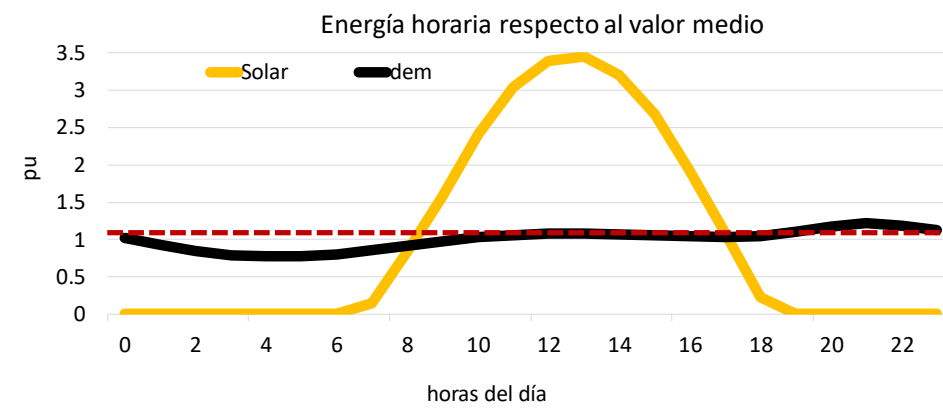
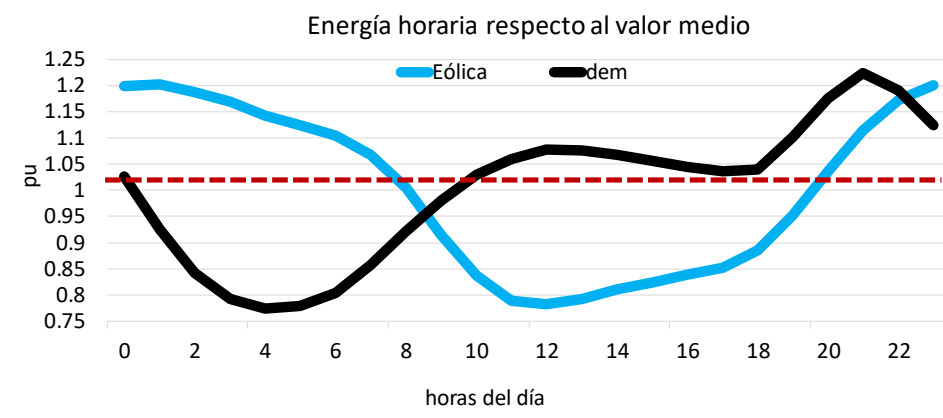
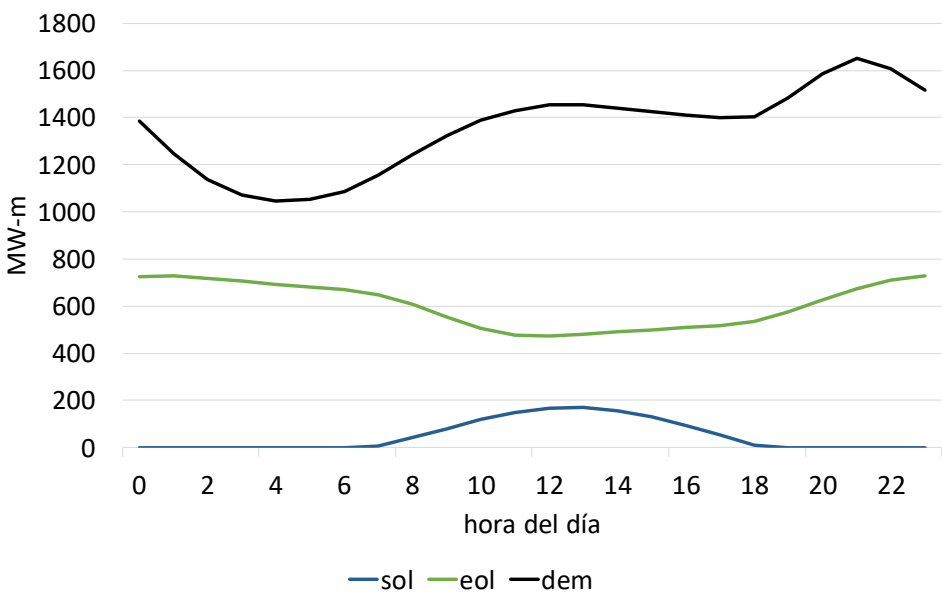
Por ejemplo en Uruguay Demanda y recursos están muy bien correlacionados



Generación Eólica, Solar y Demanda promedio anual en las horas del día

UY 2022

Generación Eólica, Solar y Demanda promedio anual en las horas del día



Correlación con la demanda	
Eólica	Solar
-35%	29%

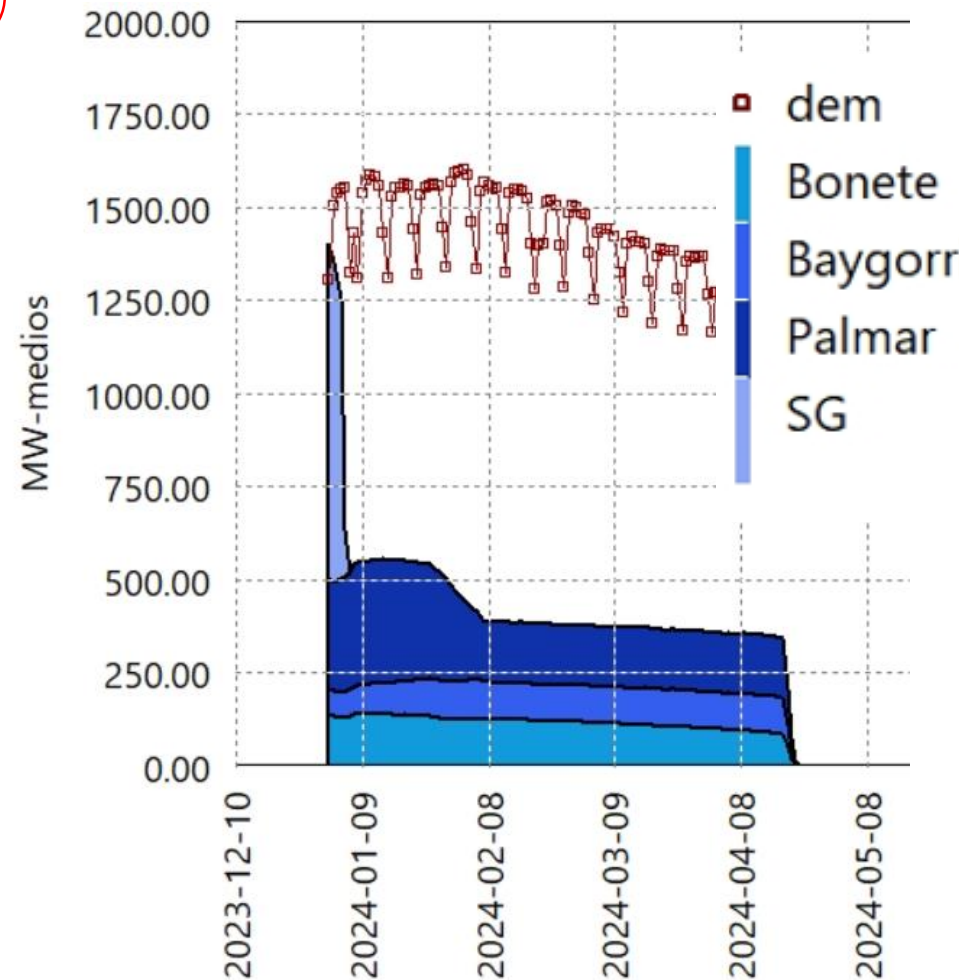
Varianza		
Demanda	Eólica	Solar
2%	3%	174%

Trilogía de la PEG con ERNC: Costo, Complementariedad y Filtrado

- La sustitución ENERGÉTICA de Térmica, principalmente importante en años secos, es la que determina el resultado económico.
- Aquella tecnología de ERNC que mejor se correlacione con la ESTACIONALIDAD de la Demanda tiene todas las de ganar, pero será en conjunto con el COSTO que se resolverá las cuotas de participación en la Expansión.
- Aquella tecnología de ERNC que mejor se correlacione con la Demanda Diaria o Semanal, maximizará la capacidad de mover energía en el tiempo haciendo uso de la capacidad de almacenamiento de los embalses, lo que hará que baje la necesidad de máquinas térmicas flexibles. Observar que incluso siendo más cara, pero mejor correlacionada con la demanda diaria o semanal, la tecnología puede encontrar espacio en la expansión.

Suma de MW-m diarios	541558	13060	10453	22599	3444	
GWh (anuales)	12997	313	251	542	88	1189
	100%	2%	2%	4%	1%	9%
# MW-medios PEG2023 Ejercicio16_varios_BaseAsinTESuy						
paso	fecha	Dem_Sist	Bonete	Baygorria	Palmar	SG
1	01/01/2024	1304	138	66	299	900
2	02/01/2024	1507	136	69	291	858
3	03/01/2024	1541	133	67	299	808
4	04/01/2024	1548	131	67	307	753
5	05/01/2024	1552	130	69	311	124
6	06/01/2024	1324	136	73	311	0
7	07/01/2024	1434	141	74	329	0
8	08/01/2024	1313	142	75	331	0
9	09/01/2024	1537	142	77	331	0
32	01/02/2024	1596	128	102	232	0
33	02/02/2024	1604	128	102	219	0
34	03/02/2024	1589	128	103	208	0
35	04/02/2024	1461	128	103	196	0
36	05/02/2024	1335	129	103	185	0
37	06/02/2024	1546	128	103	173	0
38	07/02/2024	1567	128	99	163	0
39	08/02/2024	1560	129	99	162	0
40	09/02/2024	1549	128	98	161	0
105	14/04/2024	1272	91	98	161	0
106	15/04/2024	1168	91	99	161	0
107	16/04/2024	1273	90	99	162	0
108	17/04/2024	1369	89	97	161	0
109	18/04/2024	1374	86	96	160	0
110	19/04/2024	1379	52	58	98	0
111	20/04/2024	1381	20	22	37	0
112	21/04/2024	1282	4	4	7	0
113	22/04/2024	1182	0	0	0	0
114	23/04/2024	1372	0	0	0	0

hoja_Gen_P_Hidro_paso



Potencia Hidráulica instalada =
108+155+333+945 = 1.542 MW

Paso semanal y la capacidad de traslado horario de energía

Editar ficha de "Baygorria" Generador hidráulico de pasada

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn) Capa:

Periódica?

Area de la cuenca [há]	0
Cota de descarga[m]	38.9
Cota de toma[m]	53.8
Costo variable del agua[USD/Hm3]	0
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0.000682
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	1.3E-8
Rendimiento[p.u.]	0.866
Potencia máxima generable[MW]	36
Caudal máximo turbinable[m3/s]	236
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.99
Tiempo de reparación[horas]	48

Limitar caudal turbinable por caudales propios

Igual potencia en todos los Postes.

Factor de Reserva Rotante:

Salto mínimo operativo [m]:

EMaxPaso[MWh]:

Editar Centrales Encadenadas

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por disponibilidad [USD/MWh]:

Pago por energía [USD/MWh]:

Requerimiento de Vertimiento

Caudal mínimo [m3/s]:

Penalidad por incumplimiento [MUSD/Hm3]:

Criterios posibles para modelado de Hidros

Paso	SG	Palmar	Bay
Diario	Emb	Emb	Emb
Sem	Emb	Emb	Emb
Sem	Emb	Emb	Pasada
Sem	Emb	Emb	Pasada P cte./p

- **No** marcar **P cte./paso**, es como darle a SG, Baygorria y Palmar una capacidad de almacenamiento de al menos una semana.
 - Eso es más de lo que tienen SG y Baygorria y en menos de los que tiene Palmar.
 - Aumentarle ficticiamente la capacidad de filtrado a SG y Baygorria perjudica a la Solar, favorece a la Eólica y hace que se instalen menos máquinas térmicas flexibles.
 - Sacarle a Palmar capacidad de filtrado, favorece a la Solar, perjudica a la Eólica y hace que se instales más máquinas térmicas flexibles.

Métricas de Falla

- CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) \leq 5% da Demanda

Risco e sua profundidade de potência: em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.

- LOLP¹⁷ \leq 5%

Risco de potência: em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

=>

Hay que simular un año con paso diario

Editor - SimSEE - v_iie114b.250 (GPLv3, IIE-FING) - PEG2023_BaseAsinTESuy_TES_oddface_871_diaria.es

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos Monitores SimRes3 Si

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: Fecha de fin: ?

Optimización: 01/01/2033 00:00 04/01/2038 00:00 Huso horario: -3

Simulación: 01/01/2033 00:00 02/01/2034 00:00 Horizonte de guarda para simulación:

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo

Horas

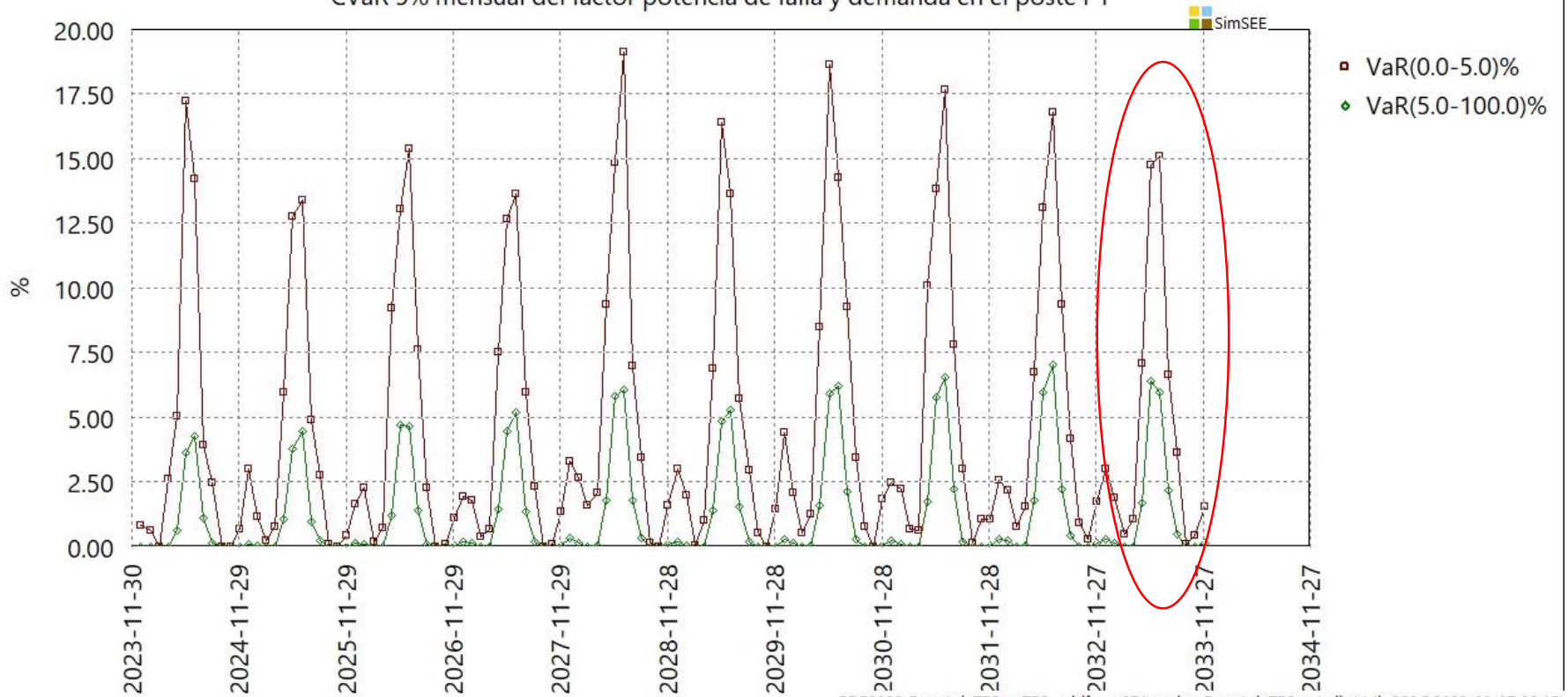
Minutos

Número de Postes: 4 Postes monótonos

Poste Nº	1	2	3	4
Duración	1	4	13	6

Si va a evaluar un año, verifique que está tomando uno representativo...

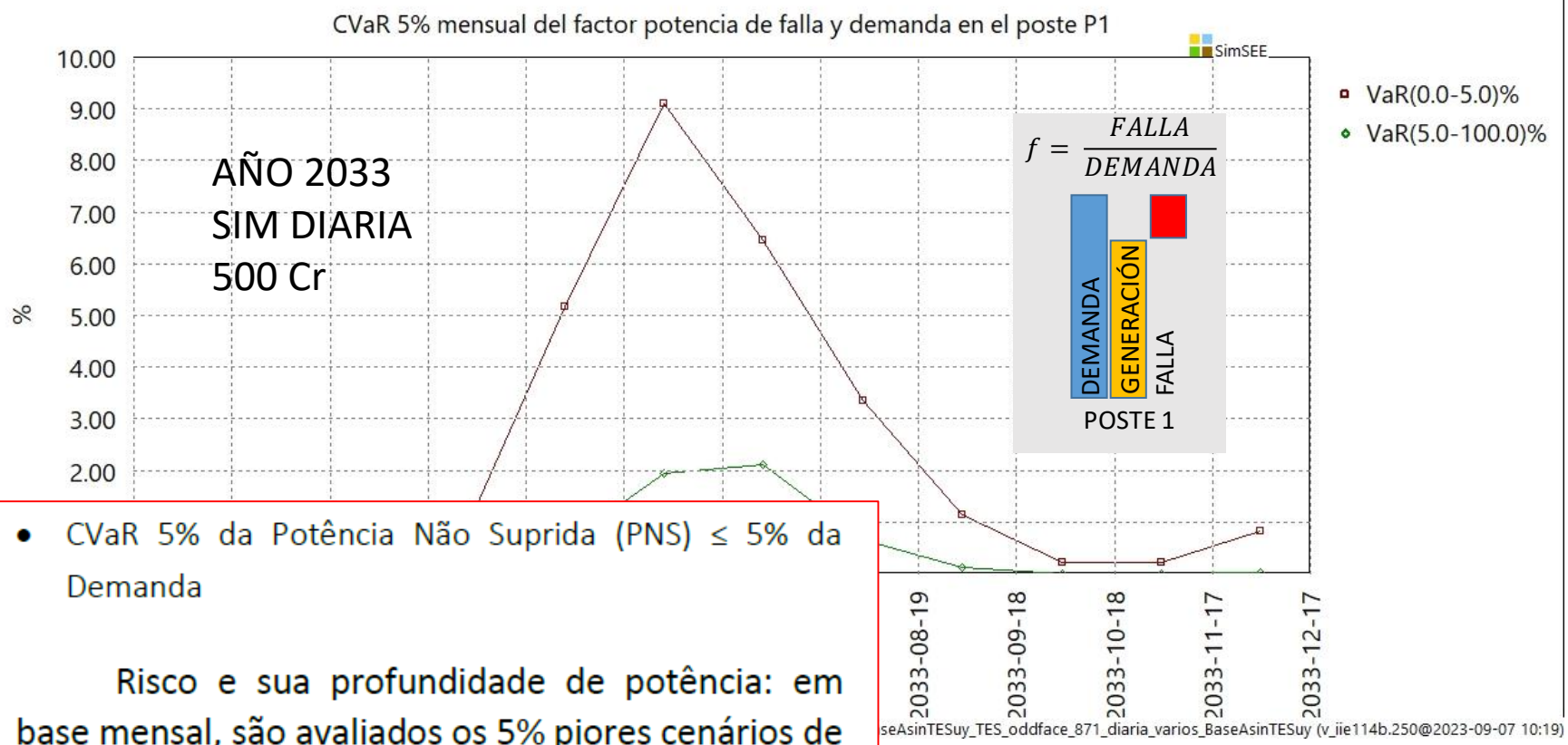
CVaR 5% mensual del factor potencia de falla y demanda en el poste P1



PEG2023_BaseAsinTESuy_TES_oddface_871_varios_BaseAsinTESuy (v_ije114b.250@2023-09-07 08:15)

FALLA: Criterio 1

CVaR 5% mensual del factor potencia de falla / demanda en el poste P1



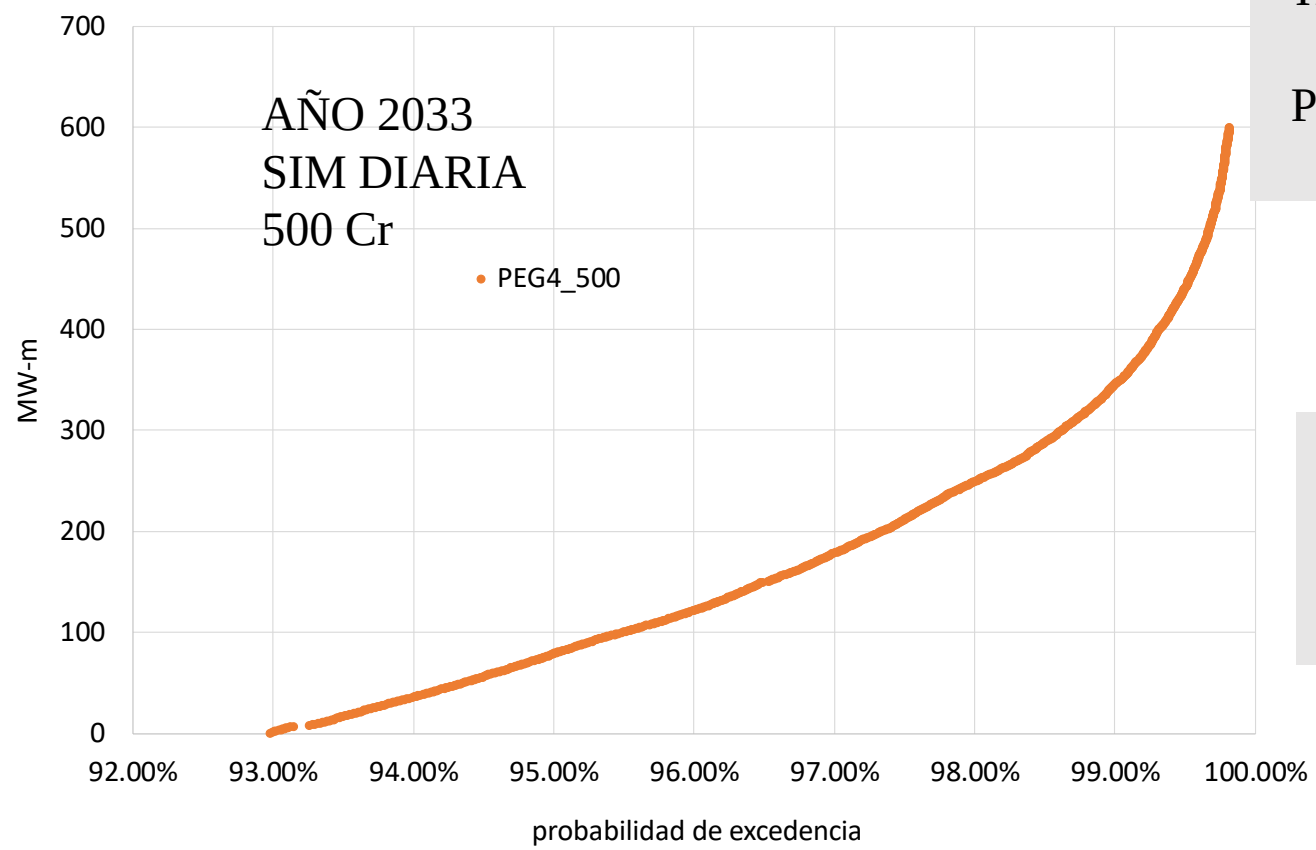
- CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) ≤ 5% da Demanda

Risco e sua profundidade de potência: em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.

PEG4

BaseAsinTESuy-TES
Problema 871

FALLA: Criterio 2



Histograma de los valores de Potencia de Falla del Poste 1 de cada día de 500 Crónicas del año 2033

7 % de probabilidad de ocurrencia de Falla en el pico de la demanda diaria del año 2033

PEG4

BaseAsinTESuy-TES
Problema 871

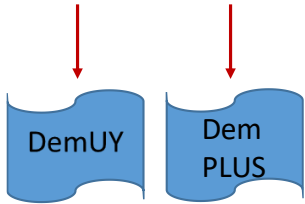
• $LOLP^{17} \leq 5\%$

Risco de potência: em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

Sensibilidad al Costo de Falla (1)

PEG4

BaseAsinTESuy-TES
 Problema 871
 CF @ 2000 USD/MWh



Escalones de falla

Número de escalones:

Escalón		
Profundidad[p.u.]	0.05	0.95
Costo[USD/MWh]	1000	2000

PEG4*

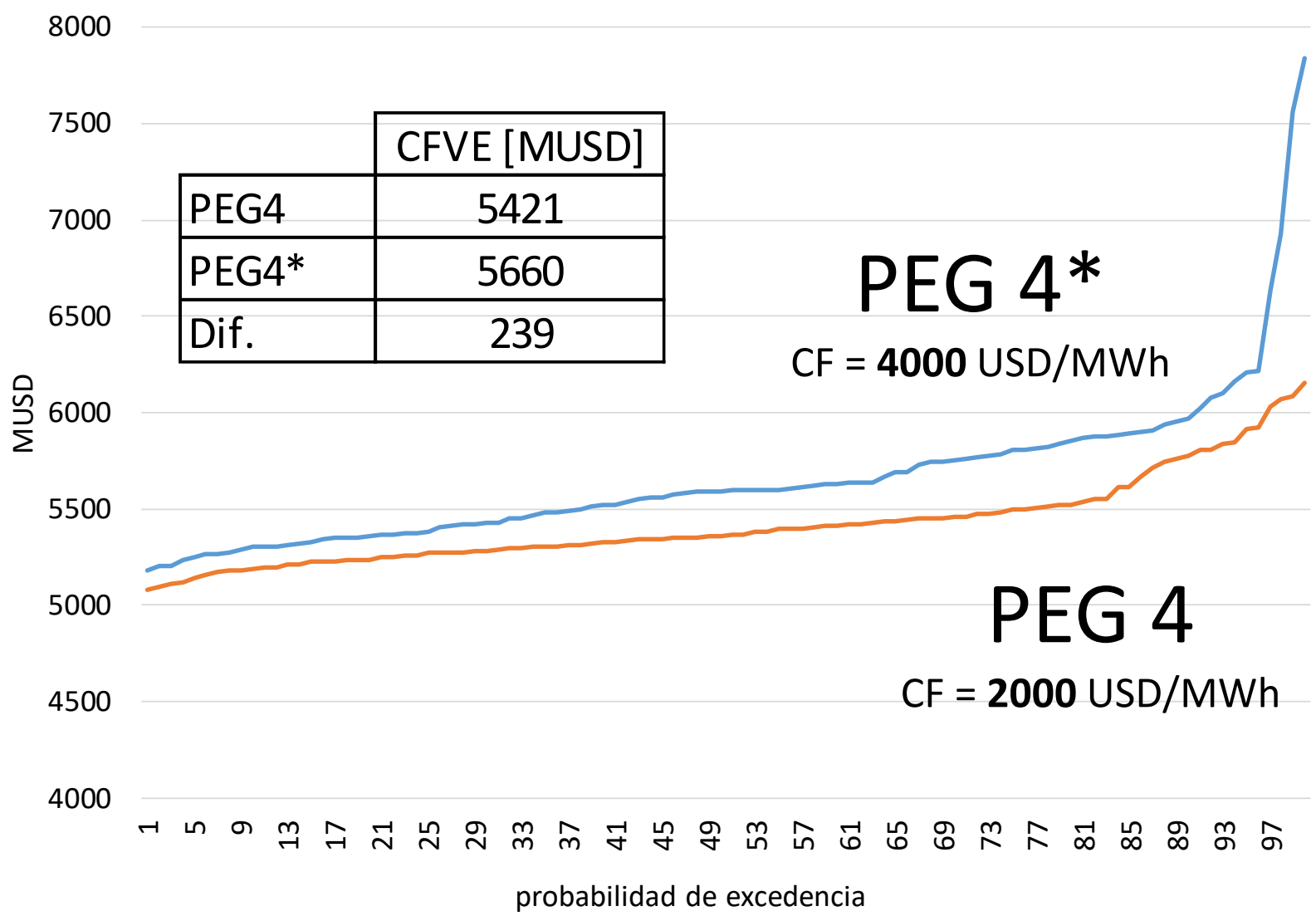
BaseAsinTESuy-TES
 Problema 884
 CF @ 4000 USD/MWh

Escalones de falla

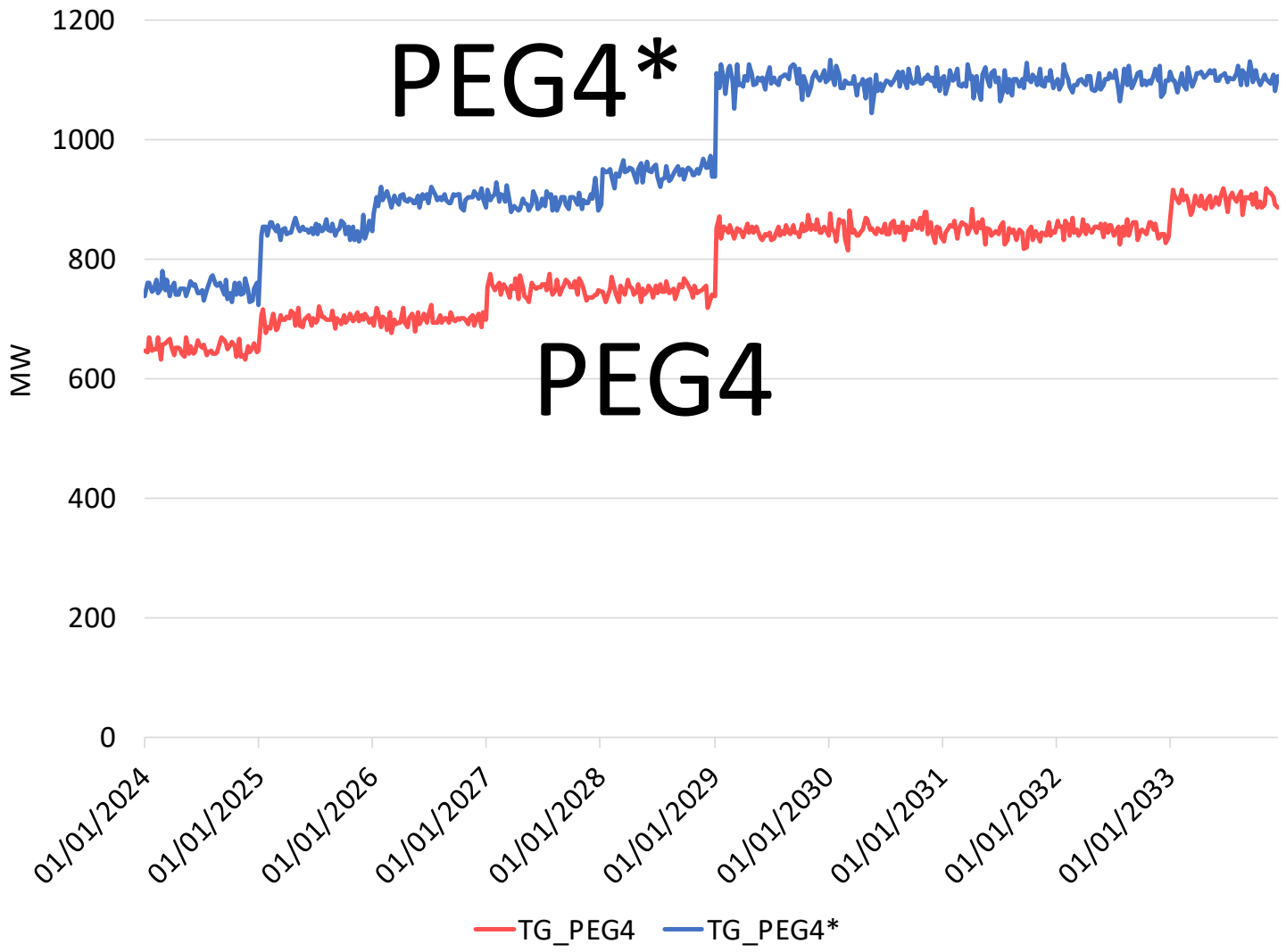
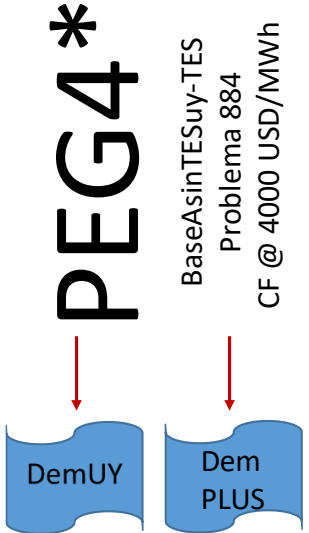
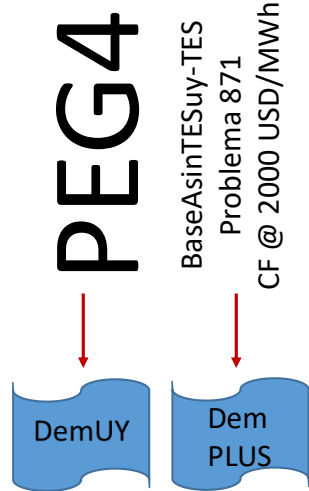
Número de escalones:

Escalón		
Profundidad[p.u.]	0.05	0.95
Costo[USD/MWh]	2000	4000

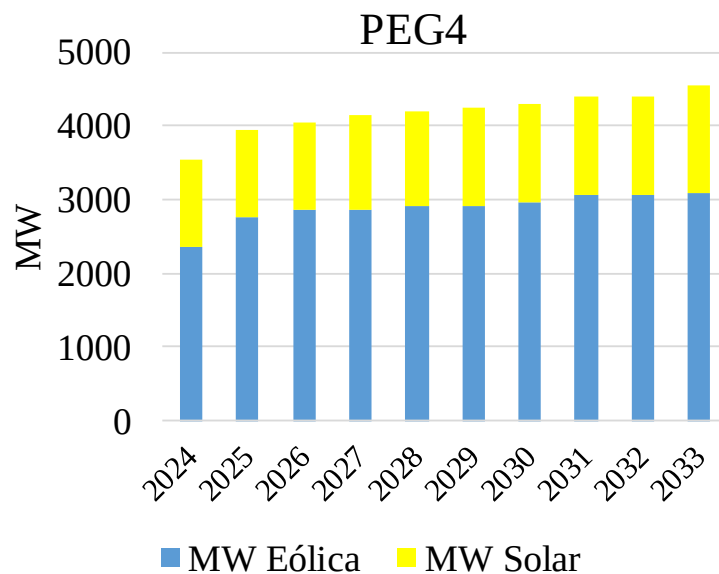
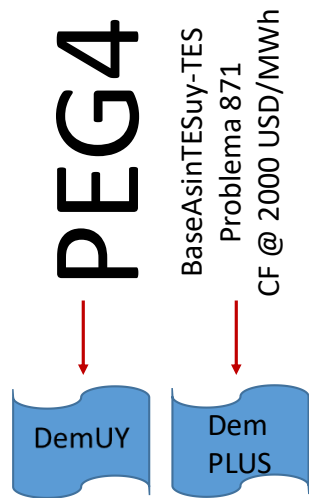
Sensibilidad al Costo de Falla (2)



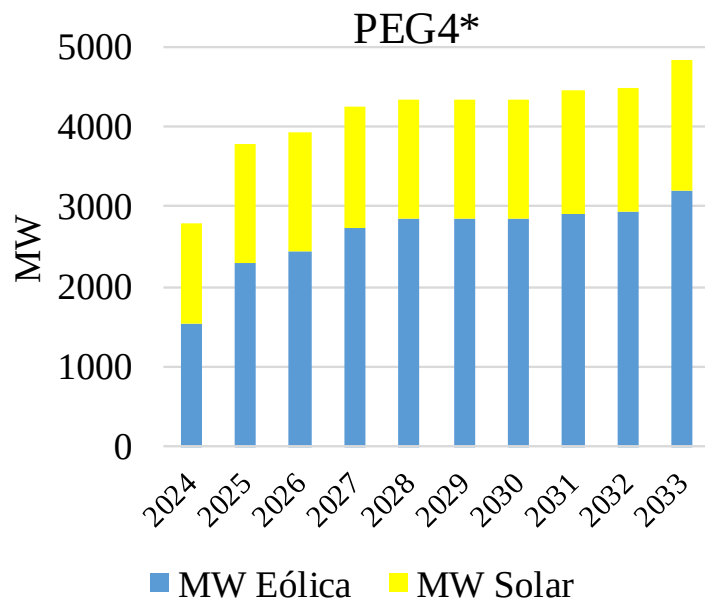
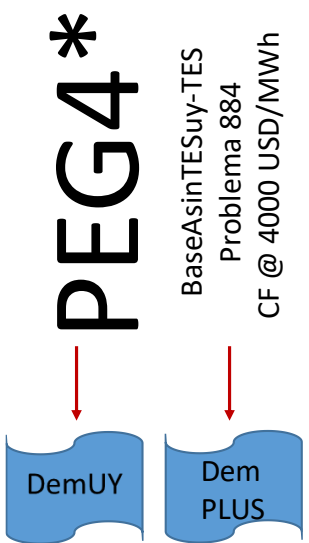
Sensibilidad al Costo de Falla (3)



Sensibilidad al Costo de Falla (4)

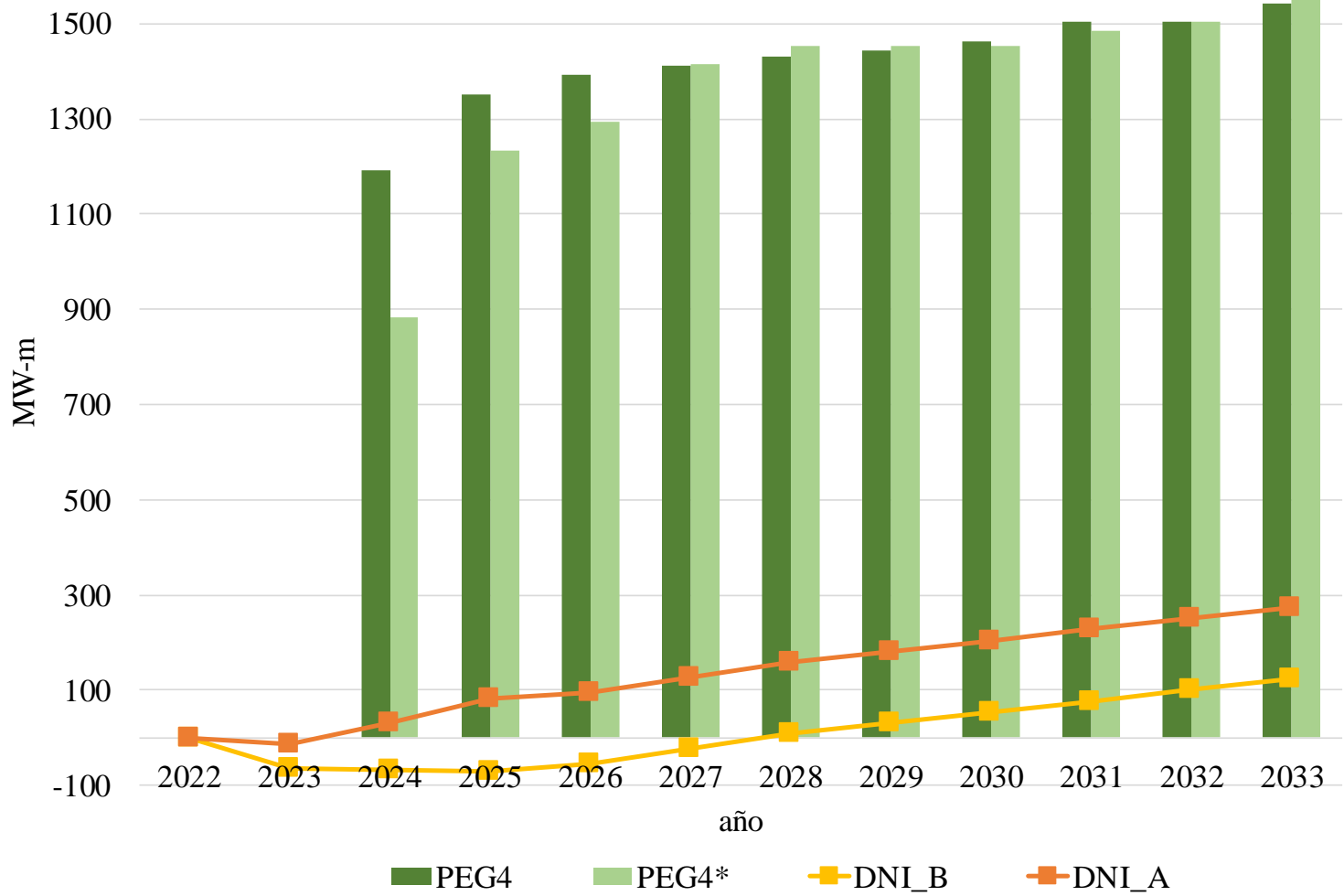
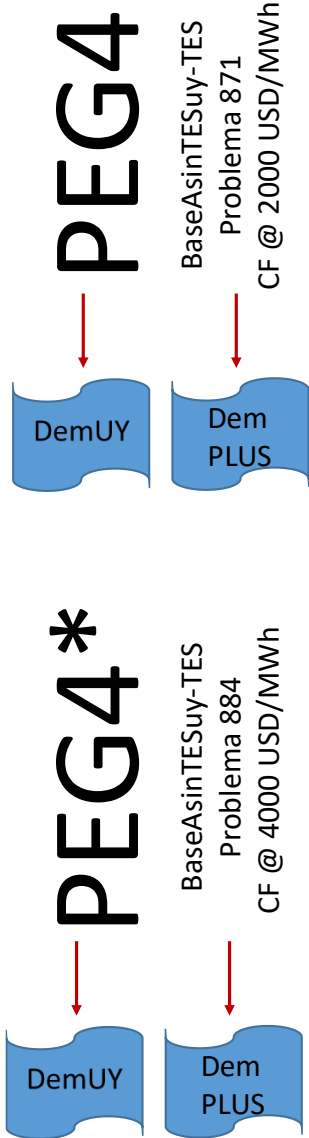


Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	940	252	1192
2025	1100	252	1352
2026	1140	252	1392
2027	1140	273	1413
2028	1160	273	1433
2029	1160	283	1443
2030	1180	284	1464
2031	1220	284	1504
2032	1220	284	1504
2033	1240	304	1544
Prom	1182	279	1462
	81%	19%	100%



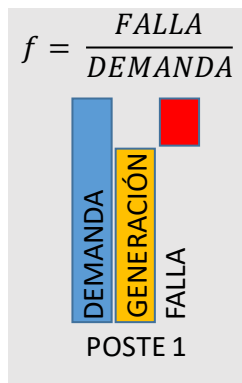
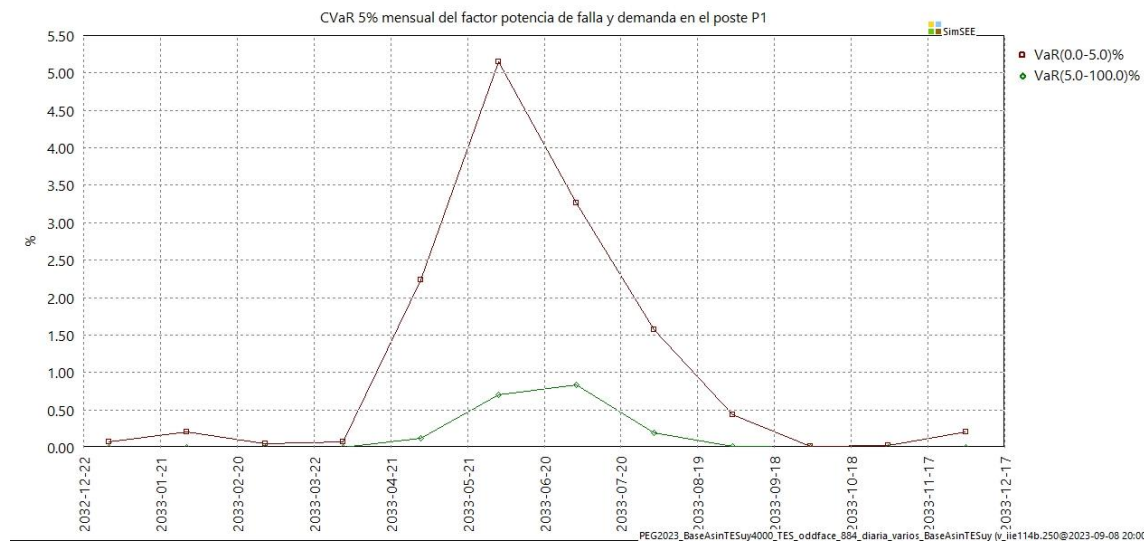
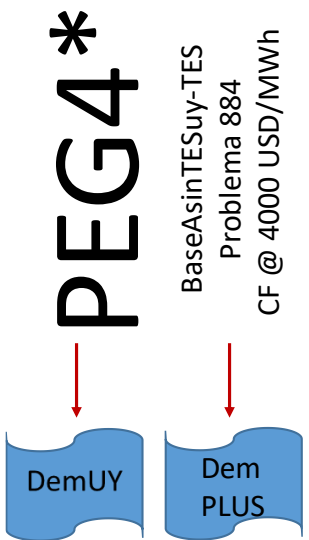
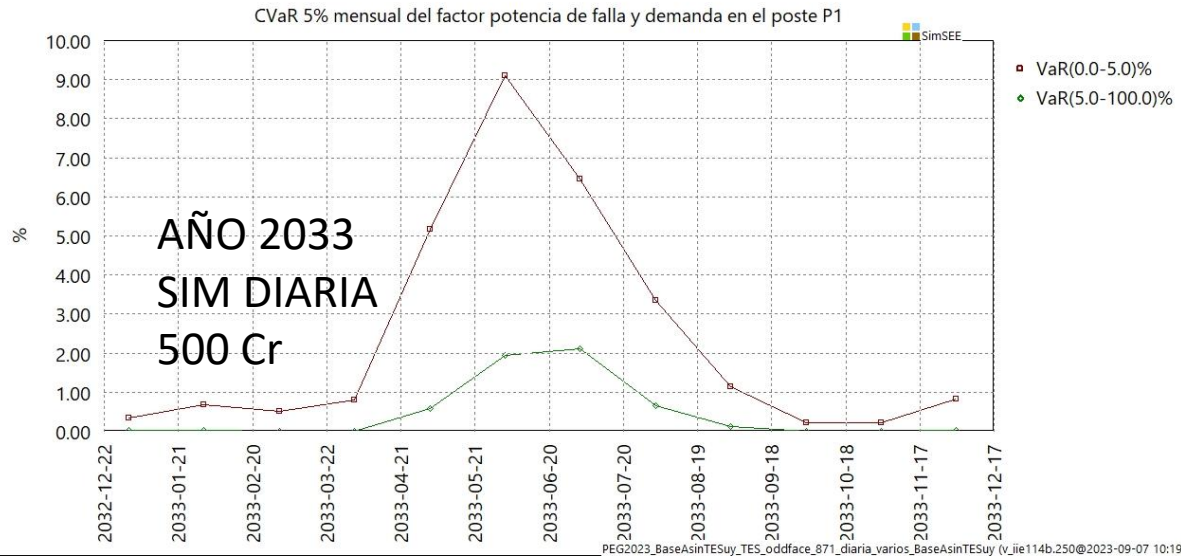
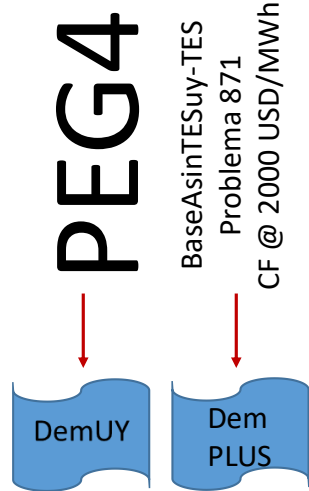
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	620	263	883
2025	920	315	1235
2026	980	315	1295
2027	1100	315	1415
2028	1139	315	1454
2029	1140	315	1455
2030	1140	315	1455
2031	1160	326	1486
2032	1180	326	1505
2033	1278	346	1624
Prom	1140	322	1461
	78%	22%	100%

Sensibilidad al Costo de Falla (5)



FALLA: Criterio 1*

CVaR 5% mensual del factor potencia de falla / demanda en el poste P1



FALLA: Criterio 2*

