

Planificación de la Expansión de la Generación de Sistemas Eléctricos

CONCLUSIONES

Ejes principales de la PEG

- Hipótesis
- Recursos
- Modelar y Simular
- **Qué, cuánto y cuándo**
 - Riesgo
 - Costos de Arrepentimiento.



El **cómo** es **OTRA** dimensión
que no debería cambiar la **EXPANSIÓN**

Integración vs. Riesgo y Soberanía



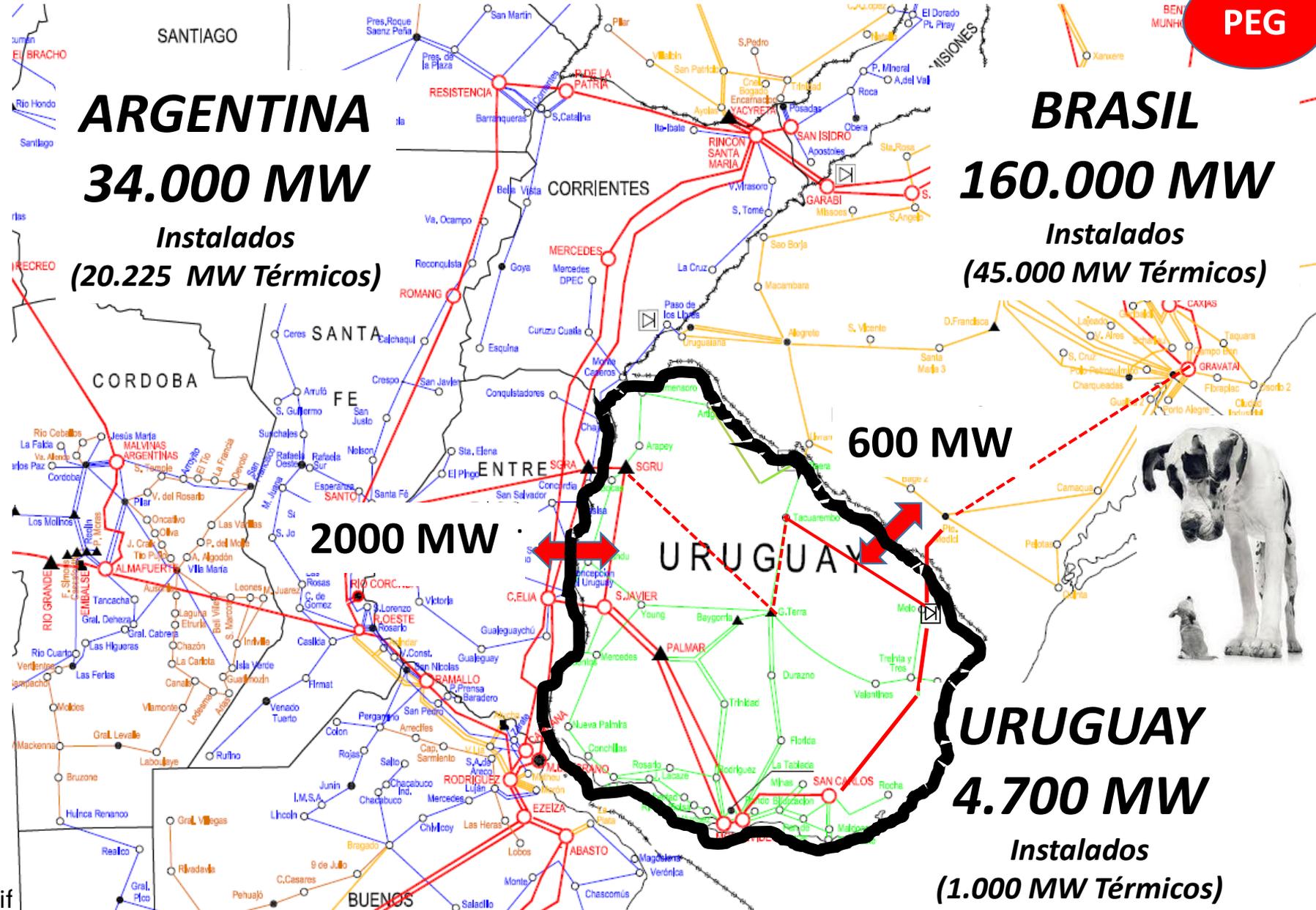
ARGENTINA
34.000 MW
Instalados
(20.225 MW Térmicos)

BRASIL
160.000 MW
Instalados
(45.000 MW Térmicos)

2000 MW

600 MW

URUGUAY
4.700 MW
Instalados
(1.000 MW Térmicos)



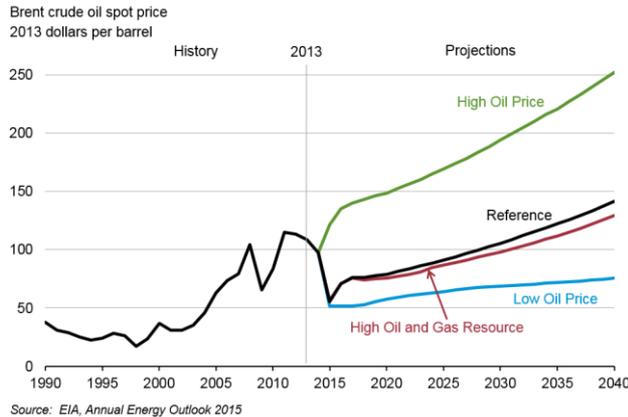
Modelado del costo de los fósiles (1)



Figure 32. World oil prices in three cases, 1980-2035 (2008 dollars per barrel)

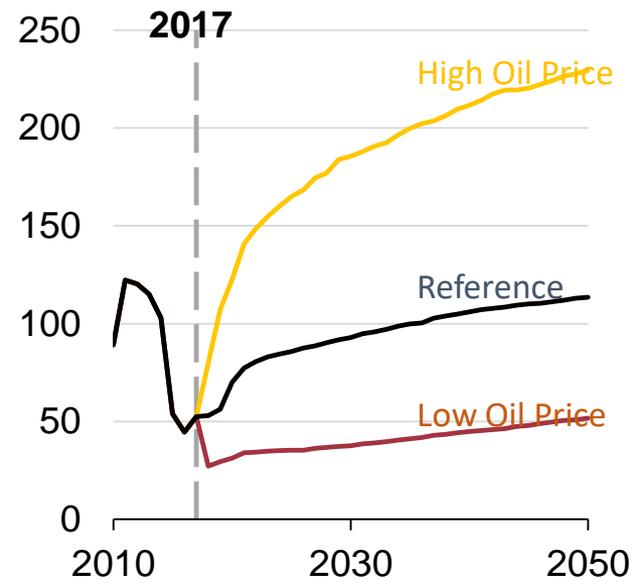


AEO2015 explores scenarios that encompass a wide range of future crude oil price paths



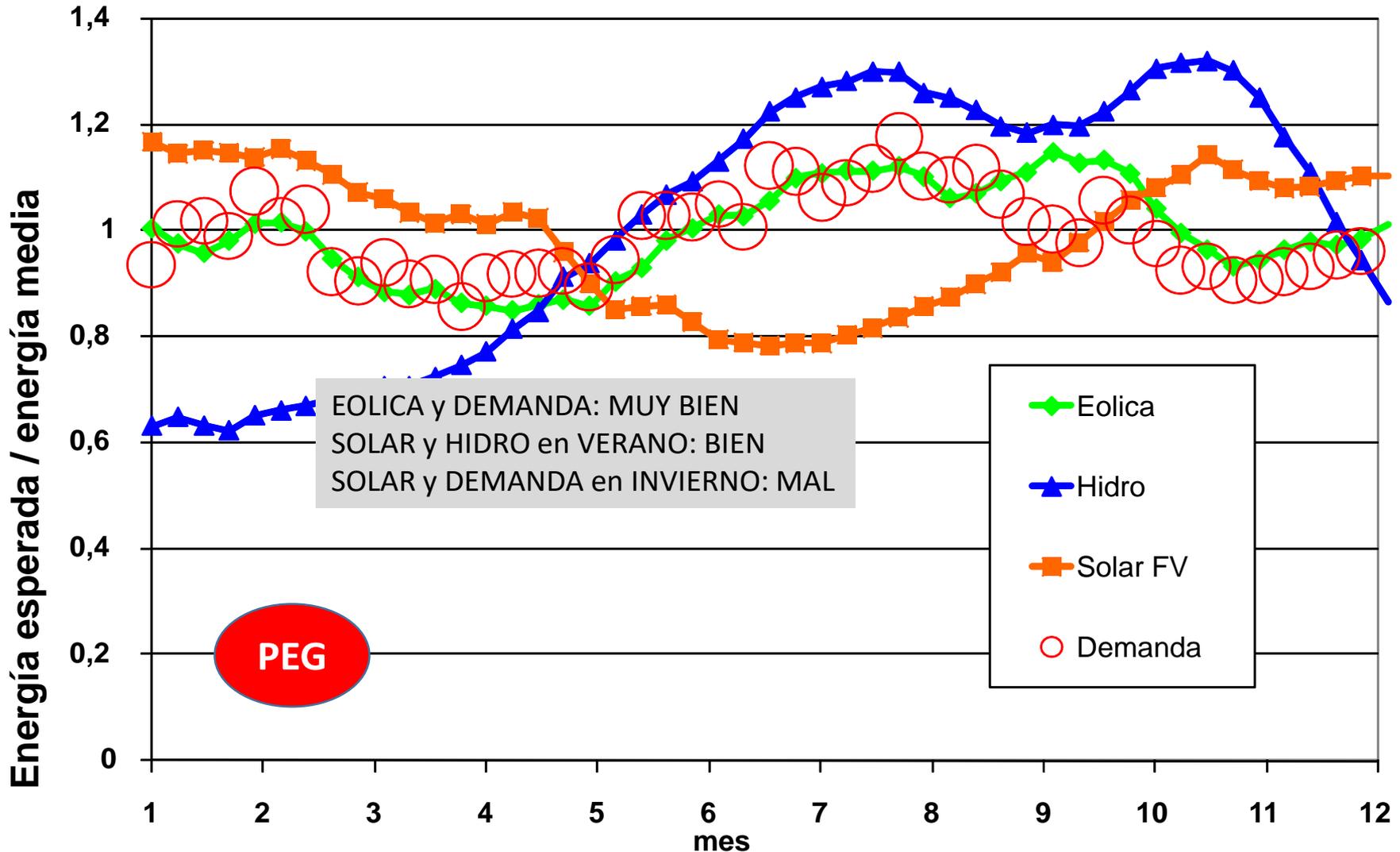
Source: EIA, Annual Energy Outlook 2015

North Sea Brent oil price 2017 dollars per barrel



La importancia de las Correlaciones

Por ejemplo en Uruguay Demanda y recursos están muy bien correlacionados



Modelos CEGH.

- Conservan histogramas de amplitudes.
- Conservan correlaciones.

Mundo Real

TNL (lentes)

*Mundo
Gaussiano*



No todo sirve para todo



Energy Resources—Matrix of Applications

Despite convergence in the LCOE of certain renewable energy and conventional generation technologies, direct comparisons must take into account issues such as location (e.g., centralized vs. distributed) and dispatch characteristics (e.g., baseload and/or dispatchable intermediate capacity vs. those of peaking or intermittent technologies)

- This analysis does not take into account potential social and environmental externalities or reliability-related considerations

		Carbon Neutral/ REC Potential	Location		Geography	Dispatch		
			Distributed	Centralized		Intermittent	Peaking	Load-Following
Renewable Energy	Solar PV ⁽¹⁾	✓	✓	✓	Universal ⁽²⁾	✓	✓	
	Solar Thermal	✓		✓	Rural	✓	✓	✓
	Geothermal	✓		✓	Varies			✓
	Onshore Wind	✓		✓	Rural	✓		
Conventional	Gas Peaking	✗	✓	✓	Universal		✓	✓
	Nuclear	✓		✓	Rural			✓
	Coal	✗		✓	Co-located or rural			✓
	Gas Combined Cycle	✗		✓	Universal		✓	✓

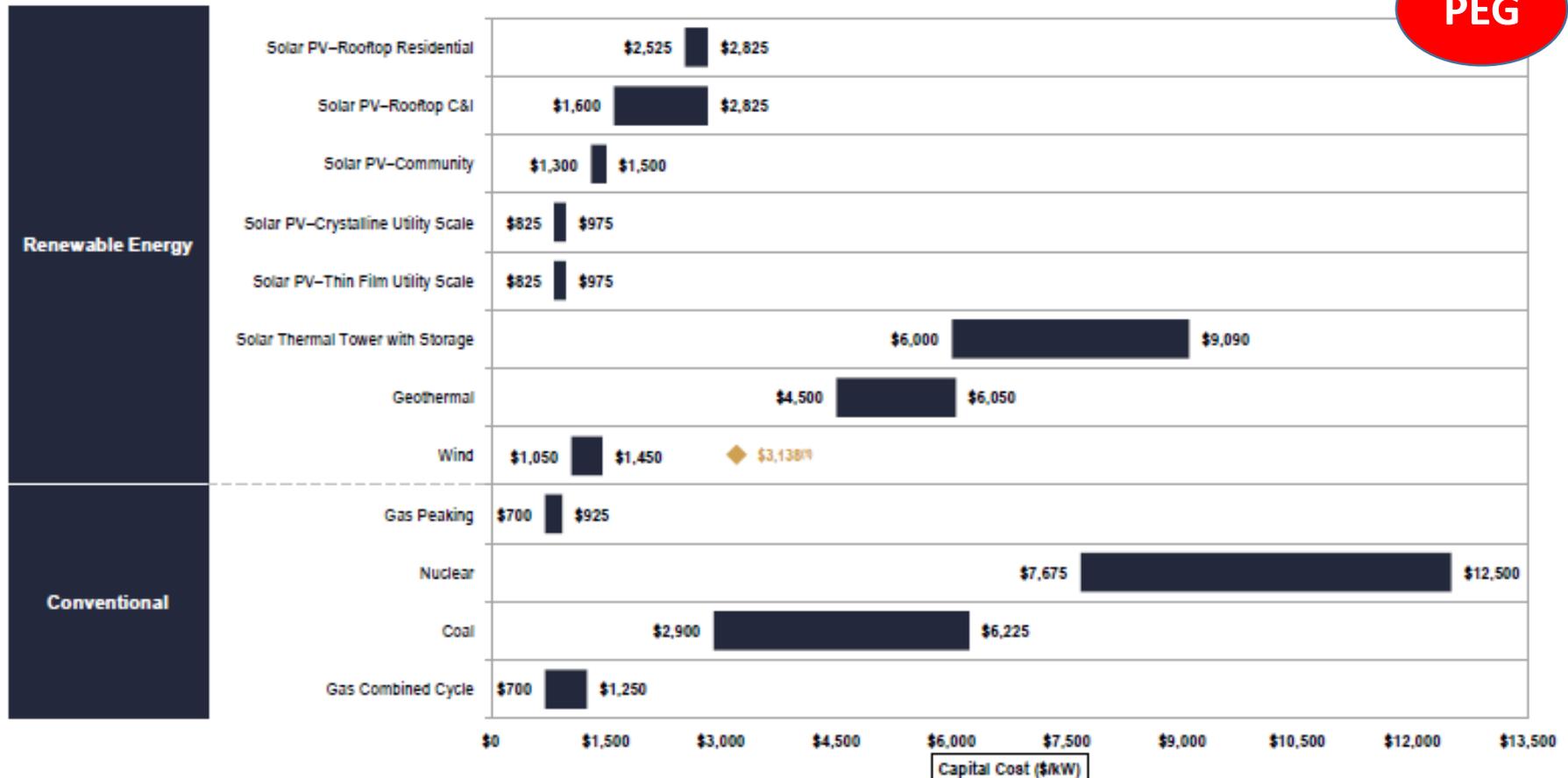
Costo de Capital de las tecnologías

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 14.0

Capital Cost Comparison

In some instances, the capital costs of renewable energy generation technologies have converged with those of certain conventional generation technologies, which coupled with improvements in operational efficiency for renewable energy technologies, have led to a convergence in LCOE between the respective technologies



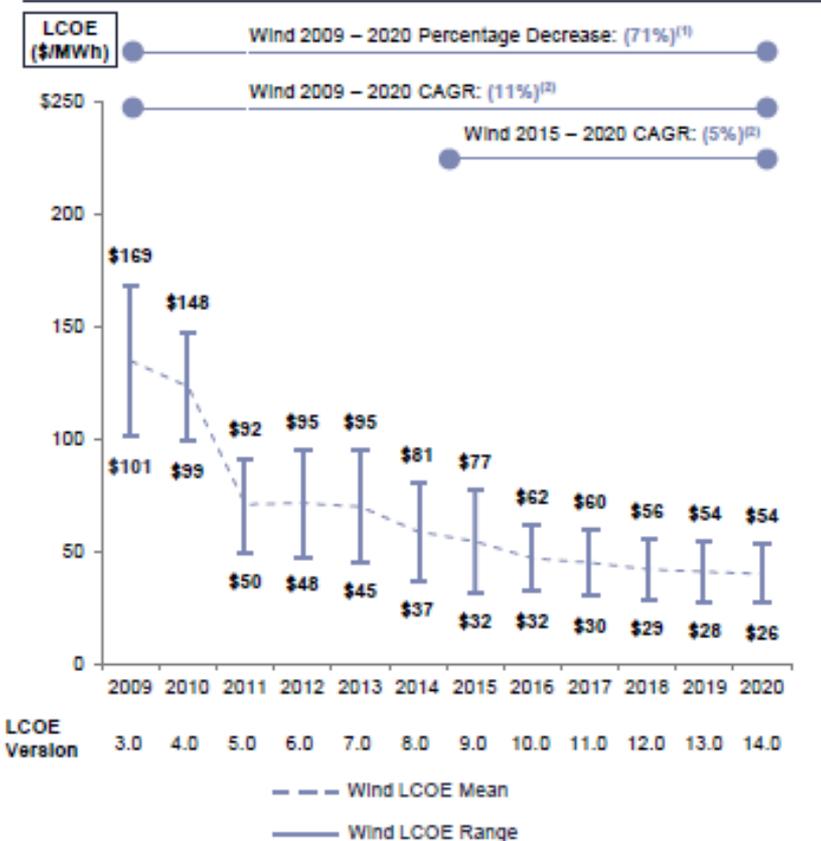
PEG

Esperamos o lo hacemos ahora...

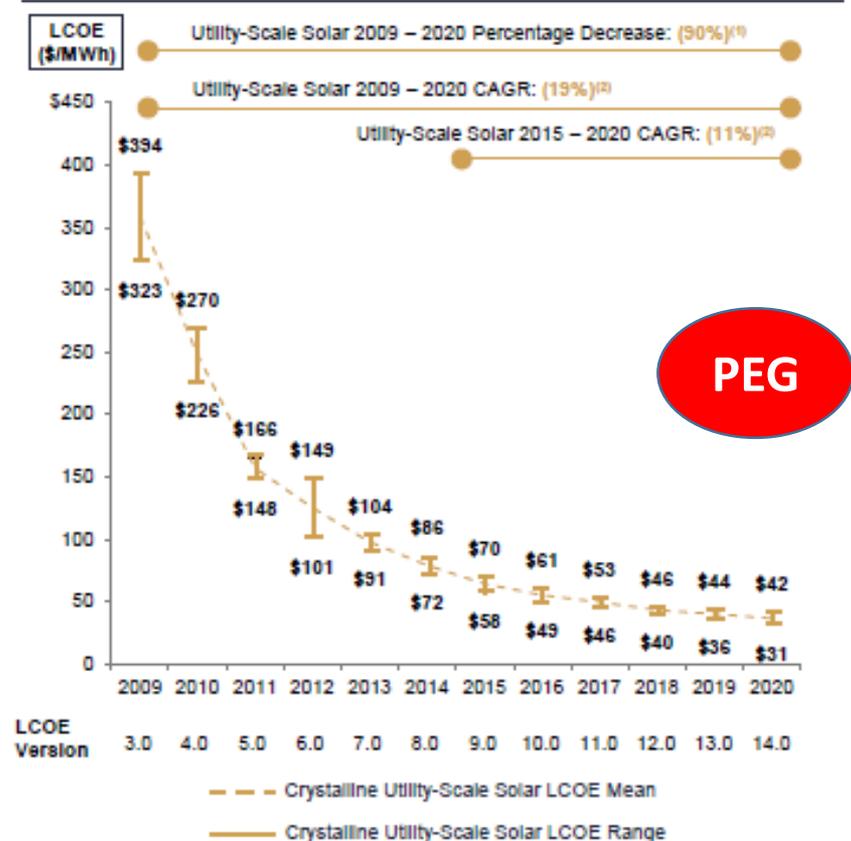
Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Renewable Energy LCOE Declines

In light of material declines in the pricing of system components and improvements in efficiency, among other factors, wind and utility-scale solar PV have exhibited dramatic LCOE declines; however, as these industries have matured, the rates of decline have diminished

Unsubsidized Wind LCOE



Unsubsidized Solar PV LCOE



La PEG construye un destino probable



**Y UN LUNES
SE VERÁ...**

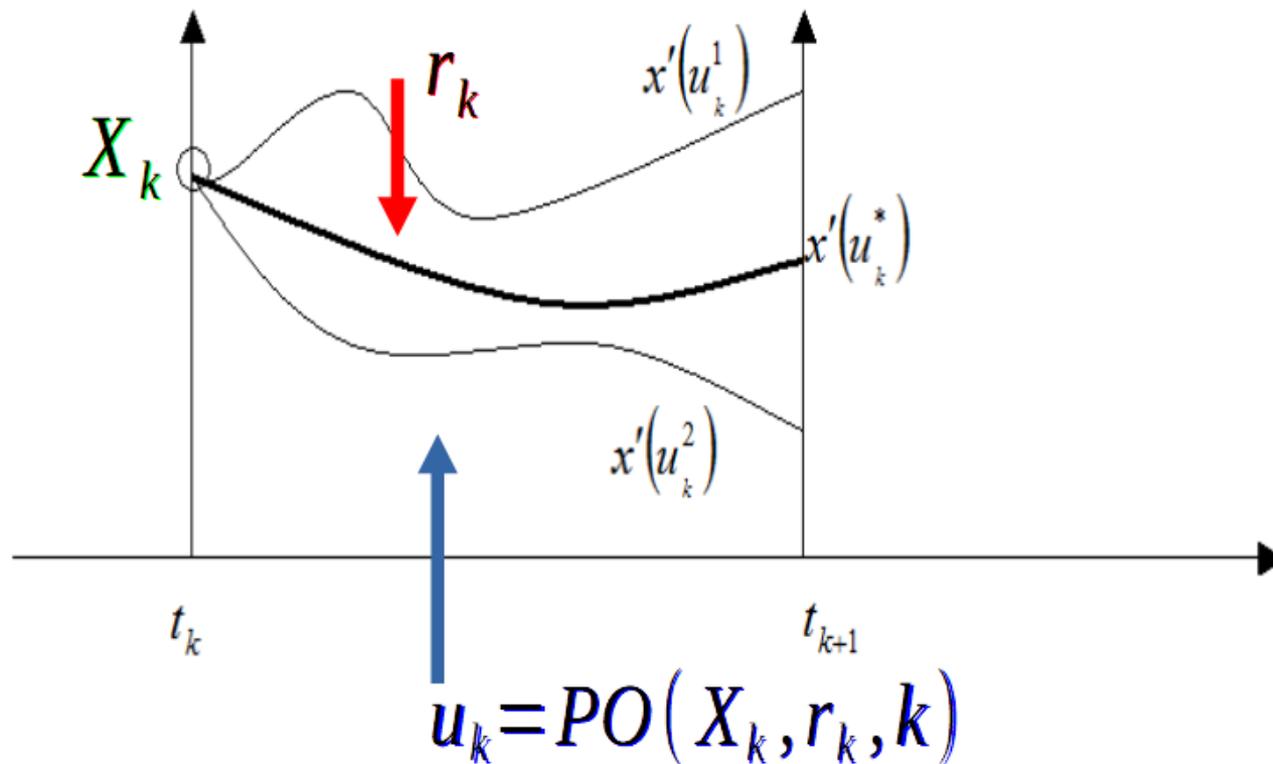


Lo que sabemos

Lo que sabemos
que no sabemos

Lo que no sabemos
que no sabemos

Costo Futuro, Política de Operación, Programación Dinámica Estocástica y Recursión de Bellman

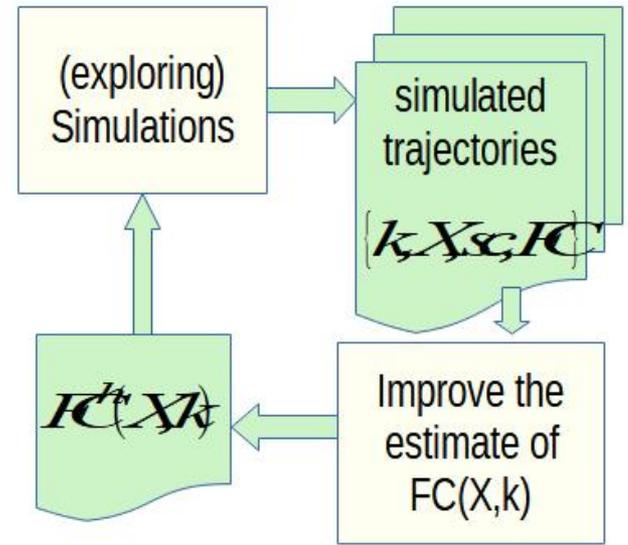
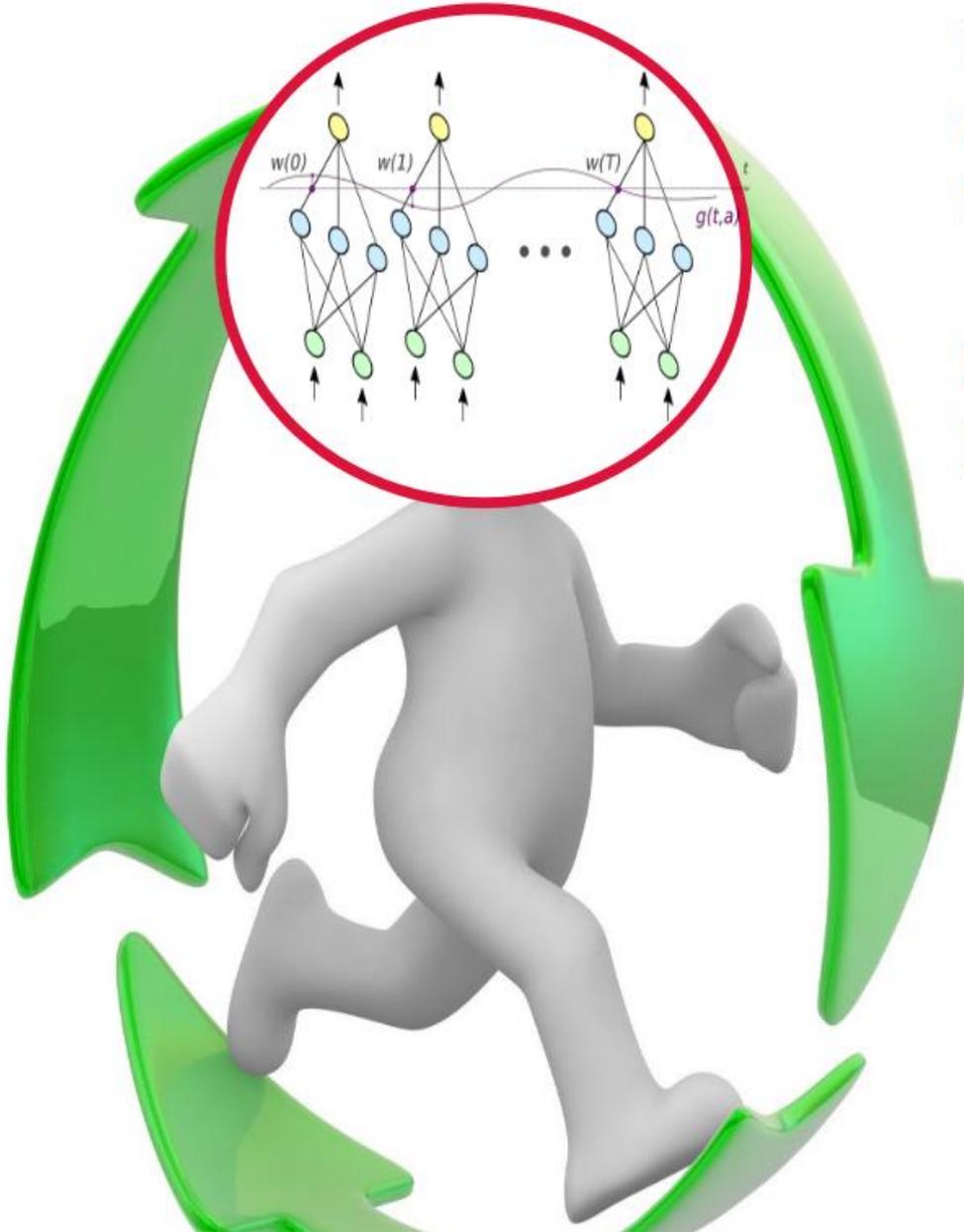


$$CF(x, k) = \langle CE(x, u_k, r_k, k) + q \cdot CF(x', k+1) \rangle_{r_k}$$

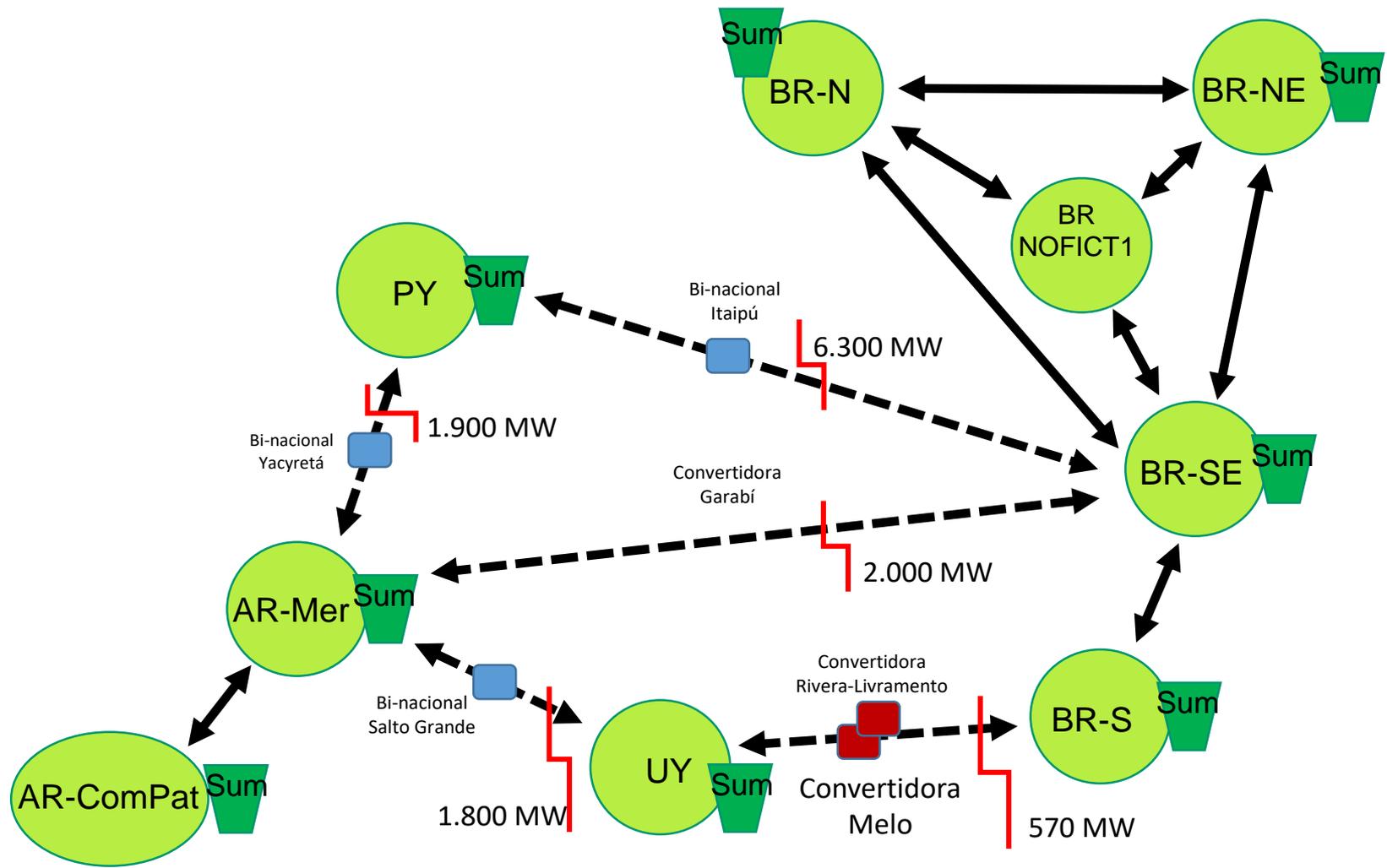
2nd generation of robots with artificial intelligence



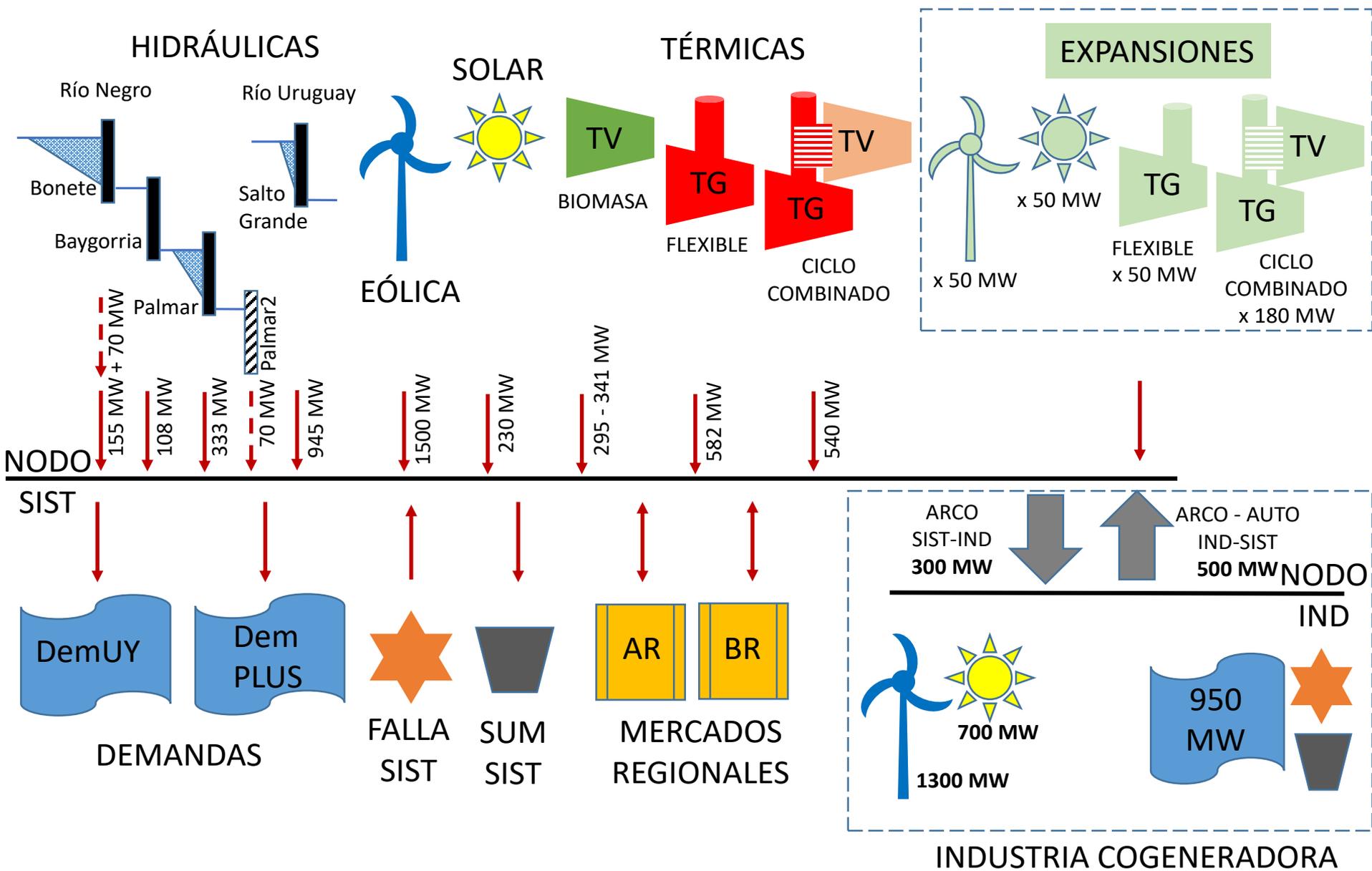
VatesIA_MP y
VatesIA_CP



¡76 variables de estado! Maldición...



Sala SimSEE del curso PEGSE



Costos Fijos y Variables

- **FIJOS:** son costos que una vez hecha la inversión se consideran hundidos y se deberán pagar sí o sí de alguna forma.
- **VARIABLES:** son costos que pueden o no ocurrir asociados al uso de la infraestructura.

La naturaleza del recurso energético (por ejemplo variabilidad) o las formas de pago (financiamiento) NADA tienen que ver con que un costo sea FIJO o VARIABLE.

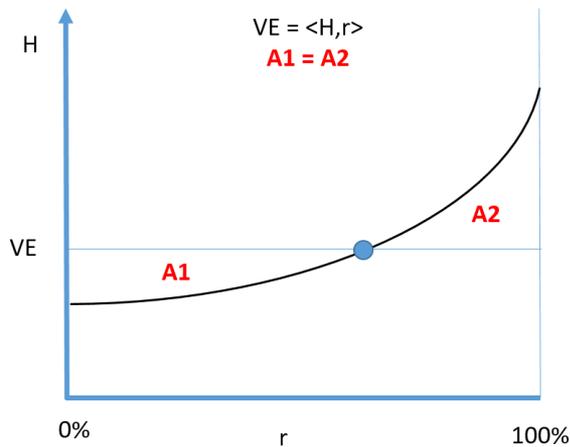
Es posible diseñar el pago de los Costos Fijos mediante mecanismos de distribución en el tiempo asociado a Costos Variables, pero complejiza la transparencia y puede aumentar los riesgos de los agentes y por tanto los costos.

Función de Costo Objetivo Múltiple

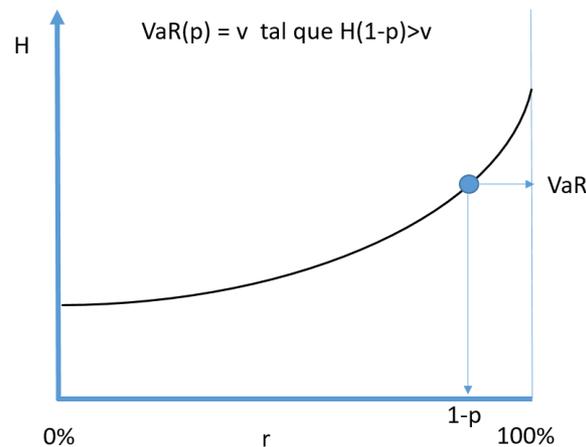
$$f = \rho_{VE} VE + \rho_{VaR} VaR(p1) + \rho_{CVaR} CVaR(p2)$$

$$\rho_{VE} + \rho_{VaR} + \rho_{CVaR} = 1$$

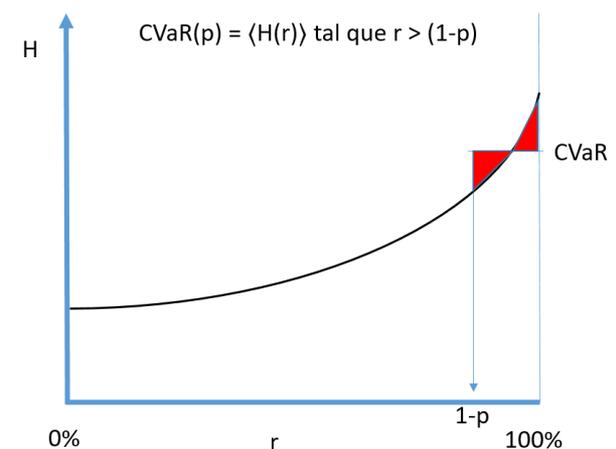
Valor Esperado



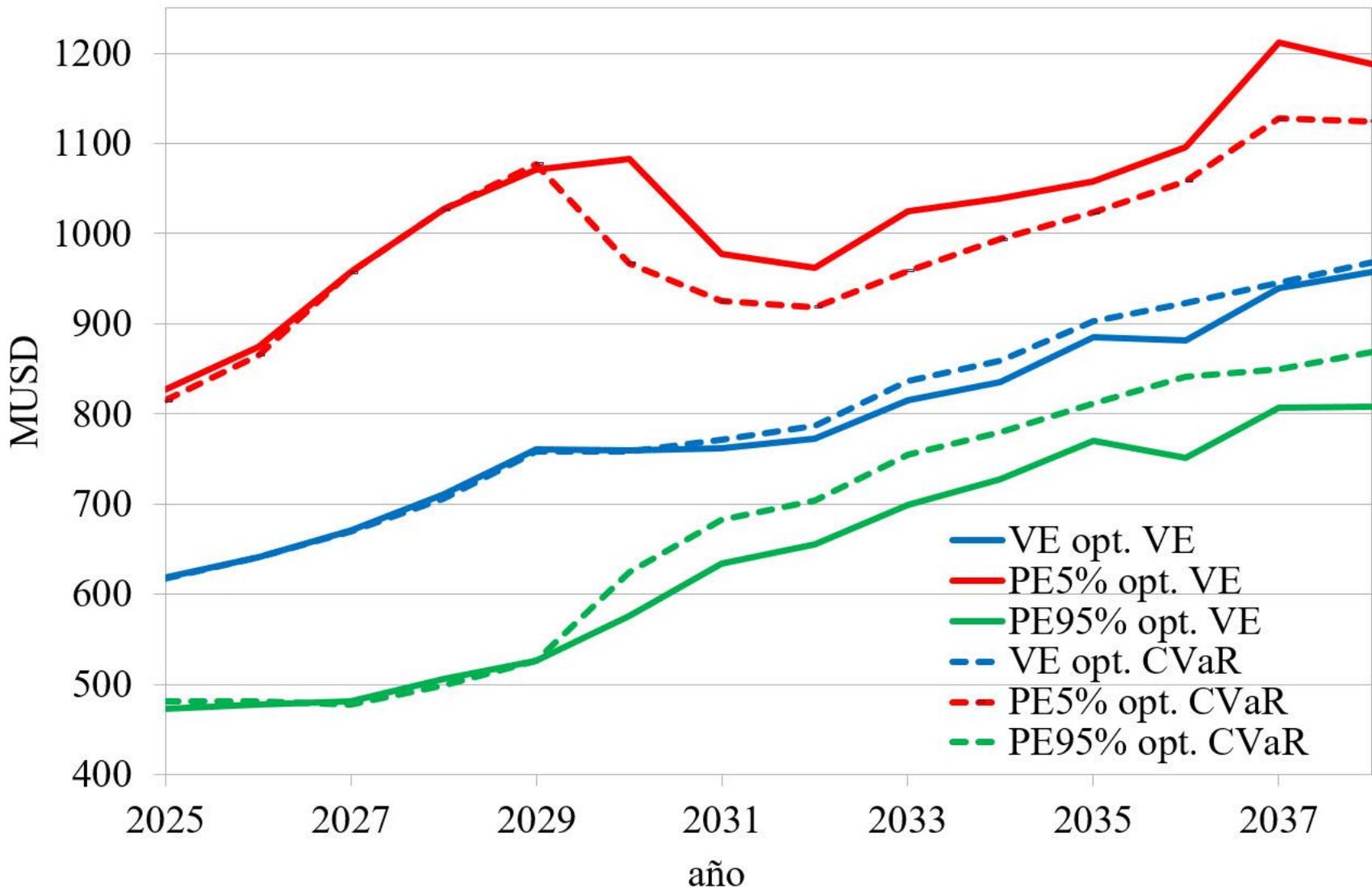
Valor al Riesgo



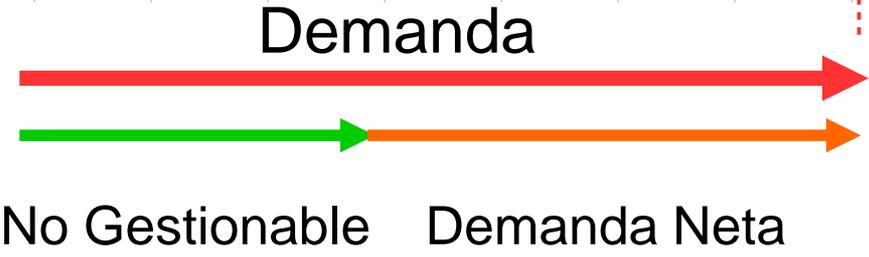
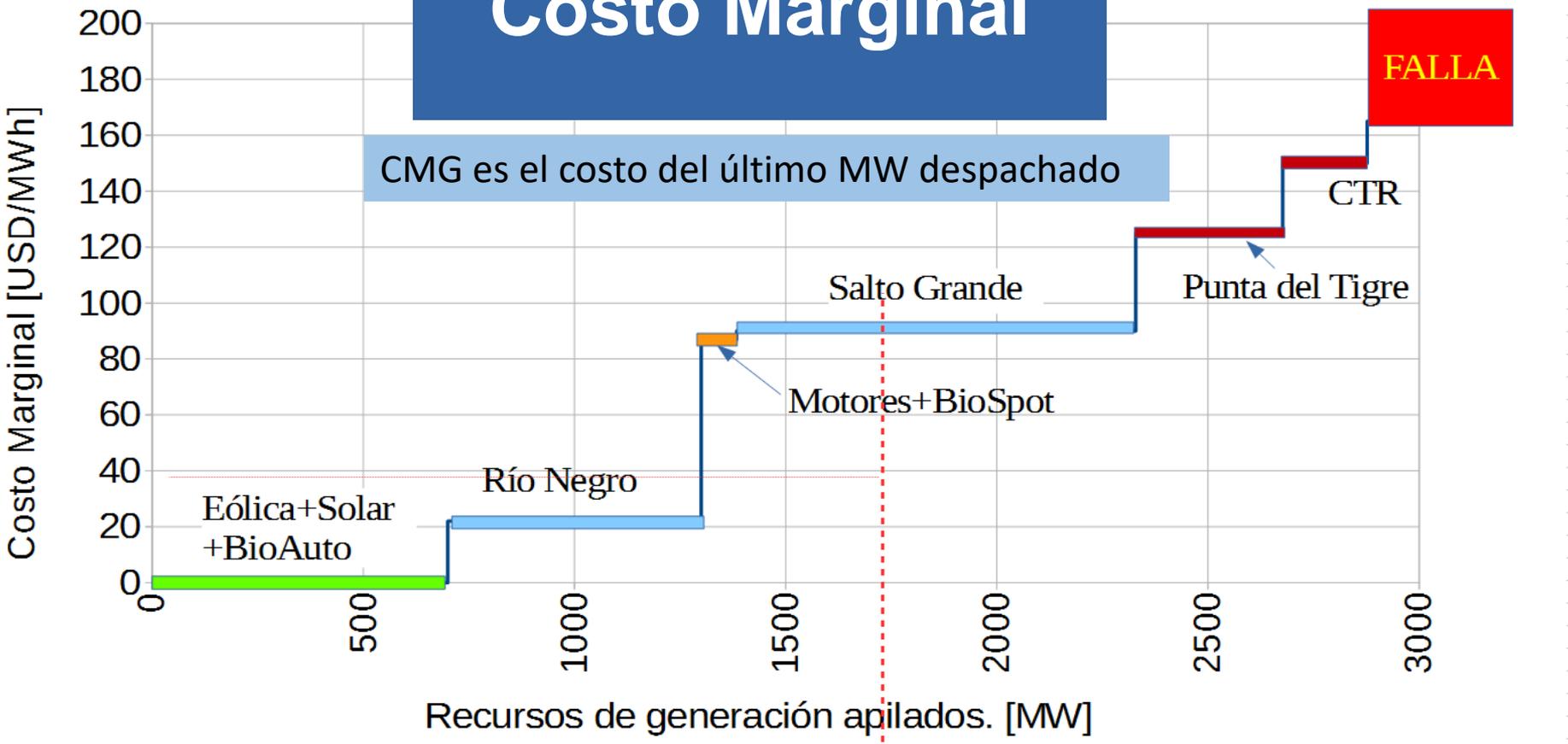
Valor al Riesgo Condicionado



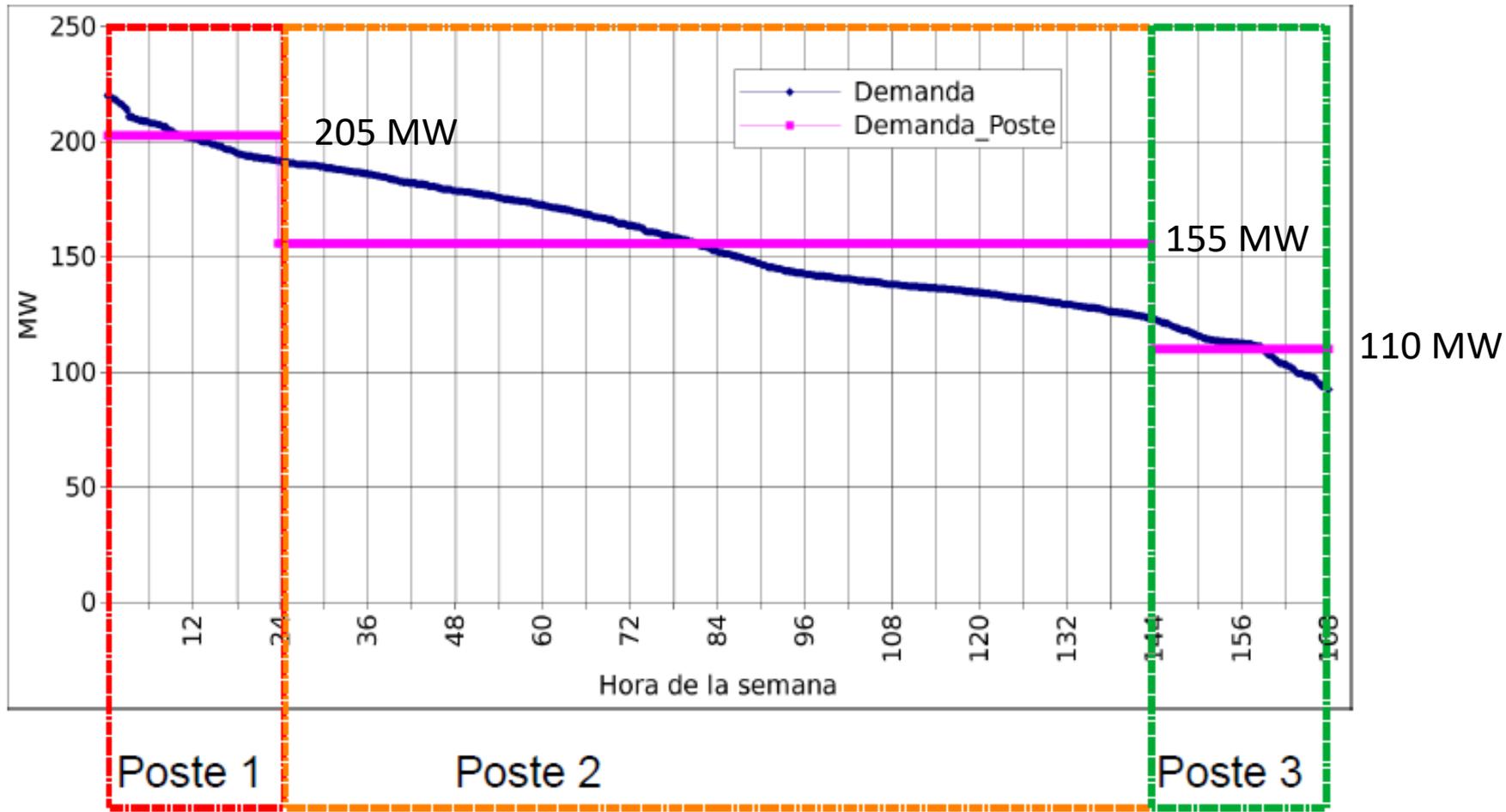
Minimizar el CVaR “aprieta” la Figura de Riesgo



Costo Marginal



Monótona de Carga: ordeno por MW



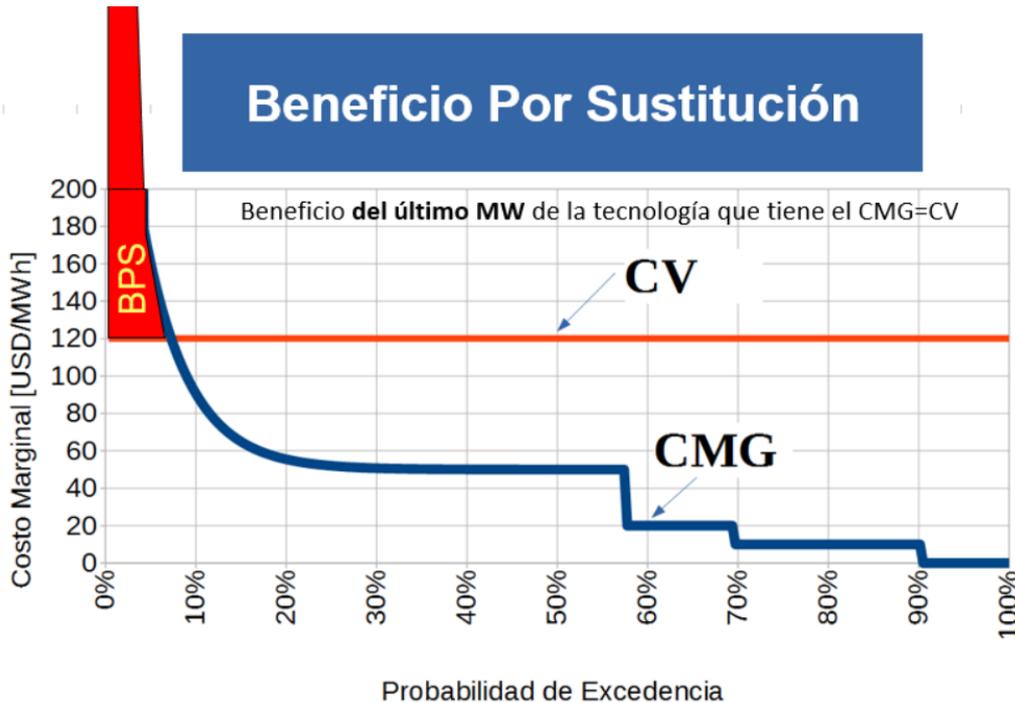
Para Simular se definen Postes (por ejemplo 3)

Lo que se corresponde con la mirada MARGINALISTA:

Todas son formas de ver la Teoría Marginalista

Beneficio Por Sustitución

Gradiente de Inversión



$$GI = (BPS * fd - PP) / PP$$

La tecnología más eficiente marca la expansión hasta que su GI = 0.

Optimizar el CAD

$$\frac{dCAD(I)}{dI} = 0 \rightarrow \frac{dR(I)}{dI} = \frac{dI}{dI} = 1$$

Modelo Simple para la Planificación de Inversiones de Generación Eléctrica

Reporte Técnico N° 5

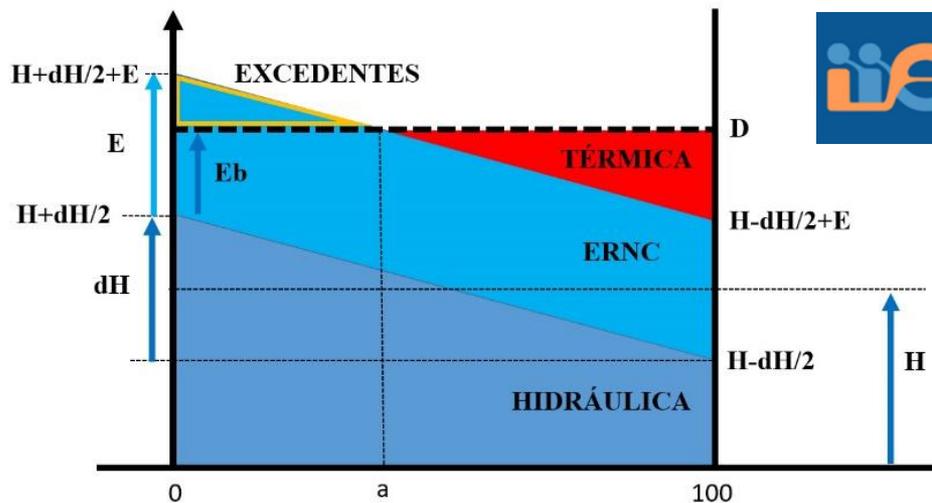
Gonzalo Casaravilla

Grupo GEE- Departamento de Potencia - Instituto de Ingeniería Eléctrica

Universidad de la República - Uruguay

Setiembre 2021

https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/wp-content/uploads/sites/19/2021/09/Modelo_Simple_de_PIG-2.pdf



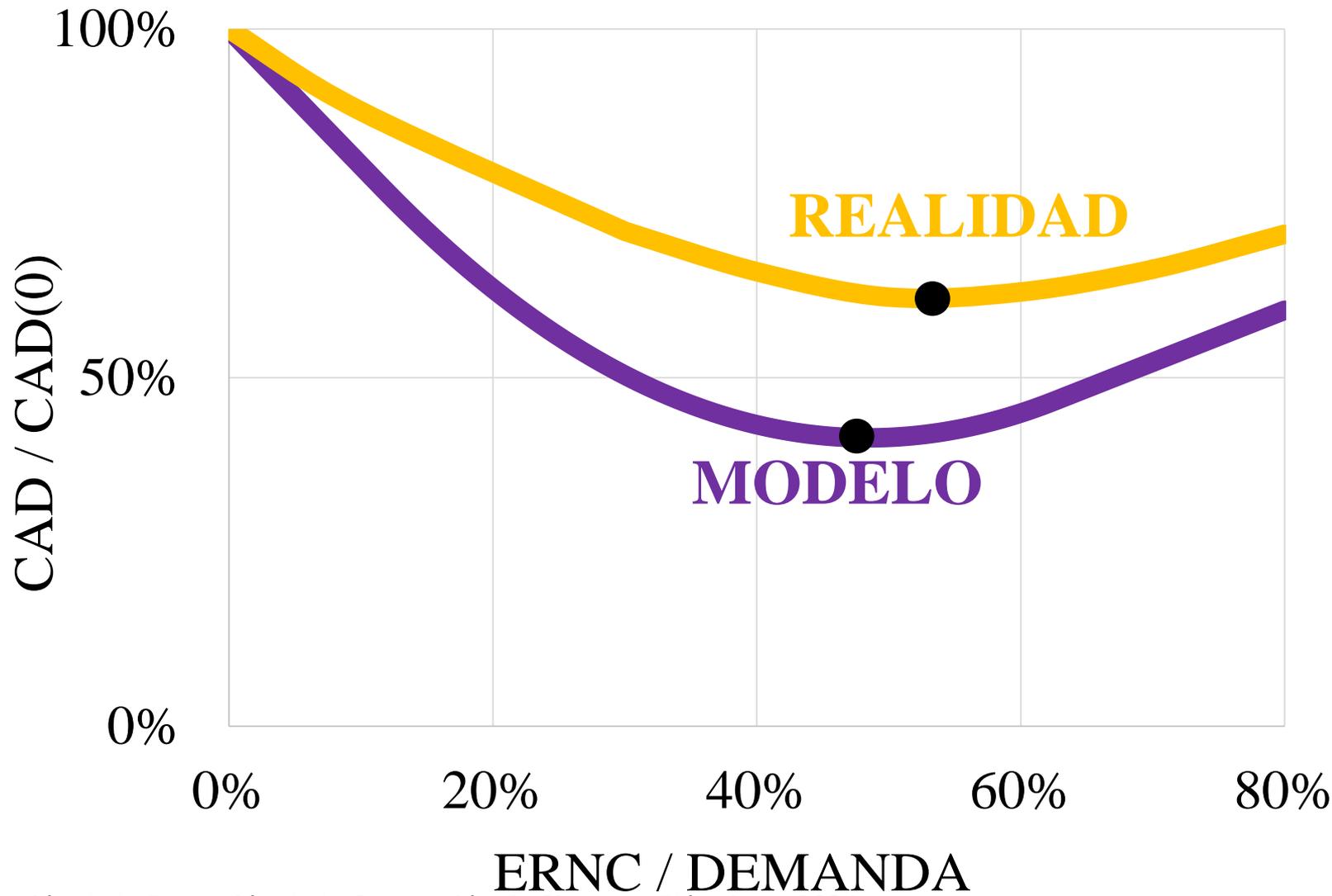

 Universidad de la República - Facultad de Ingeniería
Instituto de Ingeniería Eléctrica
 "Prof. Ing. Agustín Cisa"

Departamento de Potencia
 Planificación y Operación Óptimas de
 Sistemas de Energía Eléctrica

GEE

<https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/>

El Modelo Simple, “simplemente” ayuda a entender parte de la realidad...



Valores Corrientes y Constantes

- **Valores corrientes:** valor nominal en el momento en que son considerados.
- **Valores Constantes:** valores que representan un valor que tiene igual poder adquisitivo en el tiempo.
 - sirven como referencia en un momento determinado para establecer una comparación con precios en otro momento.
 - **IMPORTA ESTABLECER LA FECHA DE REFERENCIA**
- Para pasar de uno a otro usualmente se usa la inflación, pero también se pueden utilizar actualizadores prefijados.

Paramétrica con valores Corrientes y Constantes

$$P(n) = P_o[(1 - k)(1 + a)^n + k]$$

Ejemplo

Factor de precios corrientes	k	0,4
Actualización anual	a	2,30%
Precio (Pago/Ingreso) inicial anual	P _o	100

Año	n	2012	2013	...	2021	...	2030	2031
Paramétrica	$h(n)=k+(1-k)(1+a)^n$	1,00	1,01	• • •	1,14	• • •	1,30	1,32
Precio Corriente	$PC(n)=P_o*h(n)$	100,0	101,4	• • •	113,6	• • •	130,3	132,4
Actualizador	$j(n)=1/(1+a)^n$	1	0,98	• • •	0,81	• • •	0,66	0,65
VA(2012)	$VA(n)=PC(n)*j(n)$	100,0	99,1	• • •	92,6	• • •	86,6	86,0
Precio Cte Equiv	$P_{Ce}=\text{prom}[VA(n)]$	92,5						

$$P_{Ce}(n) = \frac{P_o}{n} \sum_0^{n-1} \left[\frac{k}{(1+a)^n} + 1 - k \right]$$



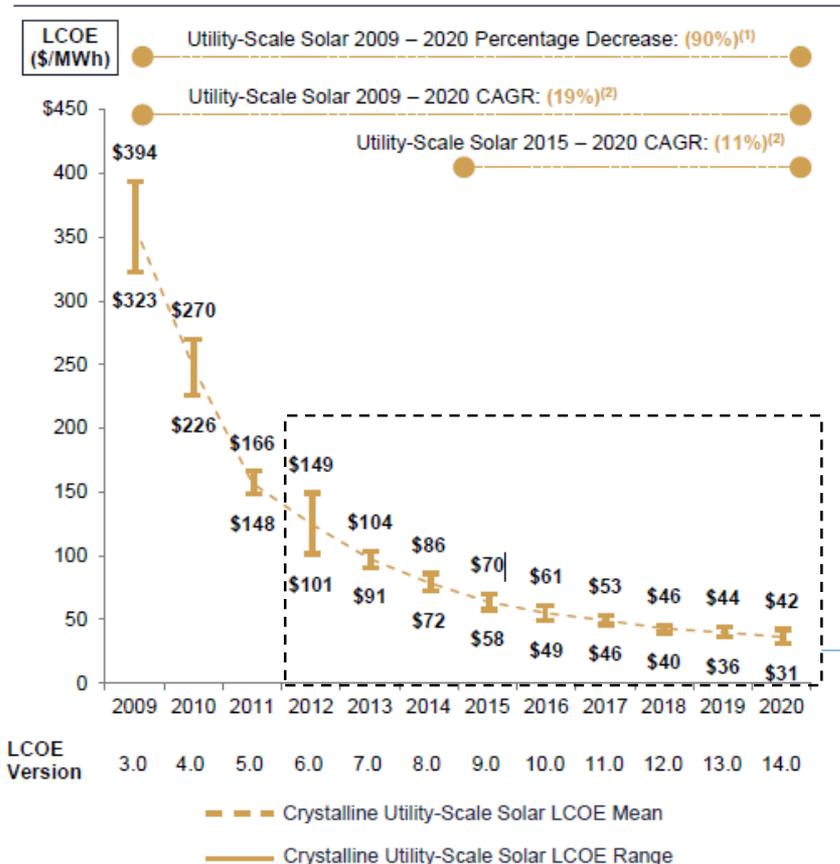
RECURSO

Tabla de cálculo de Actualizadores, Pagos, Paramétricas y Depreciaciones

Modelado de un Costos a la baja

$$P(n) = P_0 \left[\frac{k}{(1+a)^n} + 1 - k \right]$$

Unsubsidized Solar PV LCOE



Lazard				
AÑO	Max	Min	Prom	Prom/Po
2012	149	101	125	100%
2013	104	91	97,5	78%
2014	86	72	79	63%
2015	70	58	64	51%
2016	61	49	55	44%
2017	53	46	49,5	40%
2018	46	40	43	34%
2019	44	36	40	32%
2020	42	31	36,5	29%

Asíntota...

Po (1-k)

Costos Nivelados de la Energía (LCOE)

LCOE: Levelized Cost of Energy

- El LCOE es el costo (siempre hablando en términos constantes) al cual se debe valorizar la energía para equiparar los ingresos con los costos de la inversión y de la operación y mantenimiento.
- En su formulación más sencilla con:
 - C_0 = costo de Inversión inicial (ese año se construye),
 - $COM(n)$ = costo de O&M anual de cada año siguiente,
 - $E(n)$ = energía entregada cada año luego de construido,
 - y a = actualizador anual,
 - es

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}}$$

Valor Actual de Gastos

¿Valor Actual de la Energía?

Ejemplo de cálculo del LCOE: Eólica

Levelized Cost of Energy Comparison—Methodology

(\$ in millions, unless otherwise noted)

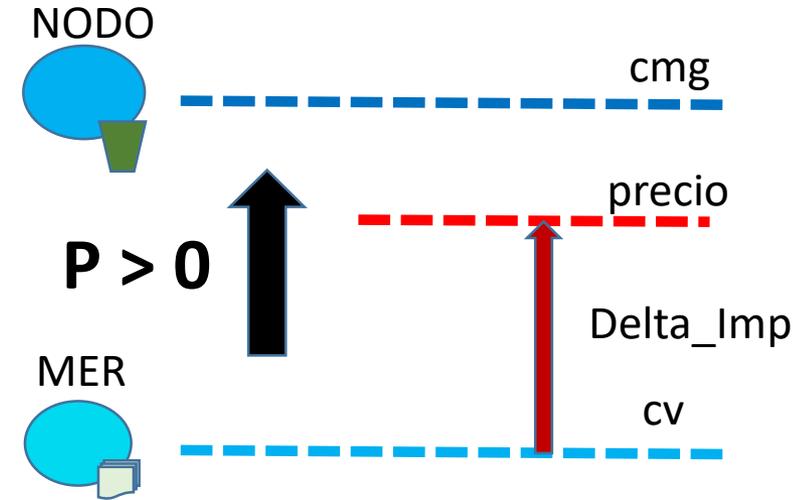
Lazard's LCOE analysis consists of creating a power plant model representing an illustrative project for each relevant technology and solving for the \$/MWh value that results in a levered IRR equal to the assumed cost of equity (see subsequent "Key Assumptions" pages for detailed assumptions by technology)

		Unsubsidized Wind — High Case Sample Illustrative Calculations						
Year ⁽¹⁾		0	1	2	3	4	5	20
Capacity (MW)	(A)	175	175	175	175	175	175	175
Capacity Factor	(B)	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Total Generation ('000 MWh)	(A) x (B) = (C)*	583	583	583	583	583	583	583
Levelized Energy Cost (\$/M Wh)	(D)	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9	\$49.9
Total Revenues	(C) x (D) = (E)*	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0	\$29.0
Total Fuel Cost	(F)	--	--	--	--	--	--	--
Total O&M	(G)*	6.3	6.4	6.6	6.7	6.9		9.8
Total Operating Costs	(F) + (G) = (H)	\$6.3	\$6.4	\$6.6	\$6.7	\$6.9		\$9.8
EBITDA	(E) - (H) = (I)	\$22.7	\$22.6	\$22.5	\$22.3	\$22.2		\$19.2
Debt Outstanding - Beginning of Period	(J)	\$141.8	\$138.9	\$135.9	\$132.6	\$129.1		\$13.1
Debt - Interest Expense	(K)	(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)		(1.0)
Debt - Principal Payment	(L)	(2.8)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.8)		(13.1)
Levelized Debt Service	(K) + (L) = (M)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)	(\$14.2)		(\$14.2)
EBITDA	(I)	\$22.7	\$22.6	\$22.5	\$22.3	\$22.2		\$19.2
Depreciation (MACRS)	(N)	(47.3)	(75.6)	(45.4)	(27.2)	(27.2)		--
Interest Expense	(K)	(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)		(1.0)
Taxable Income e	(I) + (N) + (K) = (O)	(\$35.8)	(\$64.1)	(\$33.8)	(\$15.5)	(\$15.4)		\$18.2
Tax Benefit (Liability)⁽²⁾	(O) x (tax rate) = (P)	\$14.3	\$25.6	\$13.5	\$6.2	\$6.2		(\$7.3)
After-Tax Net Equity Cash Flow	(I) + (M) + (P) = (Q)	(\$94.5)⁽³⁾	\$22.9	\$34.1	\$21.8	\$14.4	\$14.2	(\$2.2)
IRR For Equity Investors			12.0%					

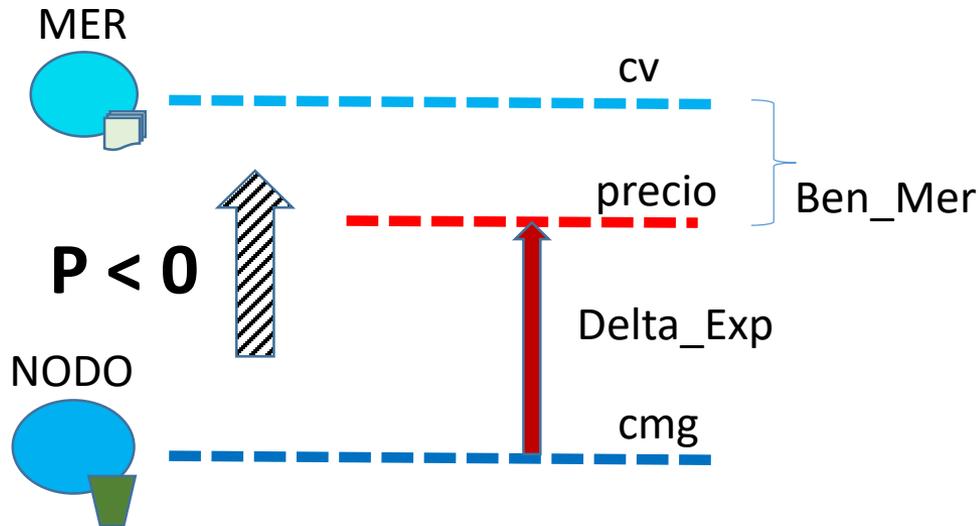
Key Assumptions ⁽⁴⁾	
Capacity (MW)	175
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu)	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$36.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
Capital Structure	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
Taxes and Tax Incentives:	
Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years) ⁽⁵⁾	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
Capex	
EPC Costs (\$/kW)	\$1,350
Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$0
Transmission Costs (\$/kW)	\$0
Total Capital Costs (\$/kW)	\$1,350
Total Capex (\$mm)	\$236

Source: Lazard estimates.
 Note: Wind—High LCOE case presented for illustrative purposes only.
 * Denotes unit conversion.
 (1) Assumes half-year convention for discounting purposes.
 (2) Assumes full monetization of tax benefits or losses immediately.
 (3) Reflects initial cash outflow from equity investors.
 (4) Reflects a "key" subset of all assumptions for methodology illustration purposes only. Does not reflect all assumptions.
 (5) Economic life sets debt amortization schedule. For comparison purposes, all technologies calculate LCOE on a 20-year IRR basis.

Modelos de Mercados en SimSEE



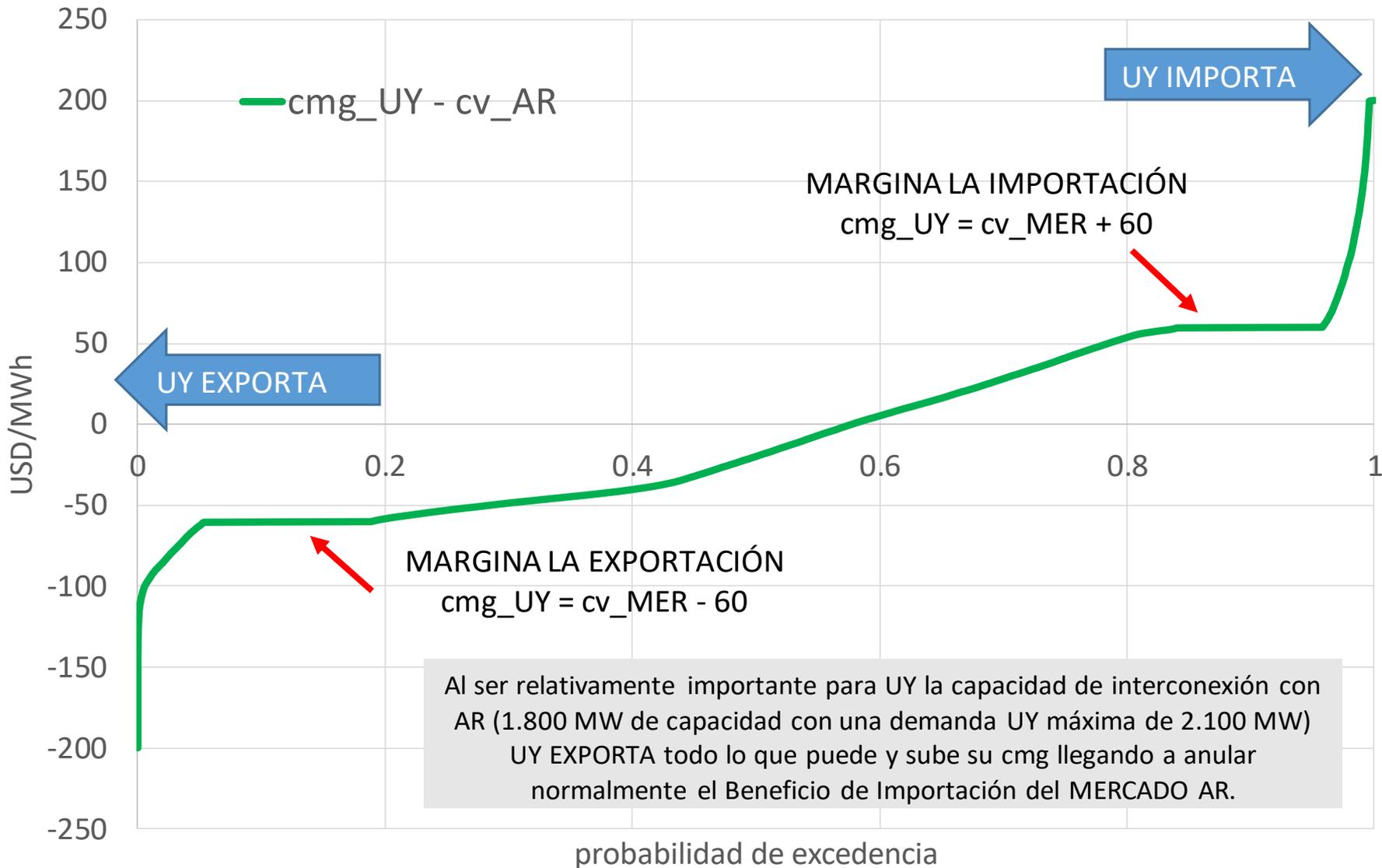
P > 0
NODO IMPORTA
 $cdp = P \times precio$
 $precio = cv + Delta_Imp$
 $Ben. Merc. = P \times Delta_Imp$



P < 0
NODO EXPORTA
 $cdp = P \times precio$
 $precio = cmg + Delta_Exp$
 $Ben. del Merc. = - P \times (cv - precio)$

Fronteras Semi-Abierta y cvAlto

Diferencias entre el cmg_UY y el cv de Mercado AR



Modelado de la Generación Eólica y Solar

- Metodología I
 - Fuente CEGH del viento (m/s) e Índice de Claridad kt (pu)
 - Parque Generador
 - Potencia Instalada
 - Curva $MW=f(m/s)$ o Modelo de Panel Fotovoltaico
 - -> Generación
- Metodología II
 - Fuente CEGH de **Potencia** Normalizada Filtrada
 - Curva normalizada
 - Cantidad de máquinas
 - -> Generación

11.1. Generador Hidroeléctrico con Embalse.

$$V_{fin} =$$

El Generador Hidroeléctrico con Embalse es un Actor perteneciente al Grupo de Generadores Hidroeléctricos. La función del Actor es modelar centrales hidroeléctricas con embalse para el almacenamiento de energía.

$$V_{ini} + \text{Aportes} - \text{Turbinado} - \text{Vertidos} - \text{Filtración}$$

11.1.a) Descripción del funcionamiento.

Para definir el Actor es necesario especificar los parámetros del embalse y sus respectivas restricciones en los límites del volumen de agua almacenada. En la Fig. 1. se presenta una representación esquemática de la central.

Donde:

1. V Es el volumen del agua que se encuentra en el embalse.
2. h Es la diferencia de altura entre la superficie del lago del embalse y el desagüe de la turbina.
3. dV Es el volumen turbinado.
4. dE Es la energía generada por las turbinas.

$$\text{Energía} = \text{Turbinado} \times \text{ce}$$

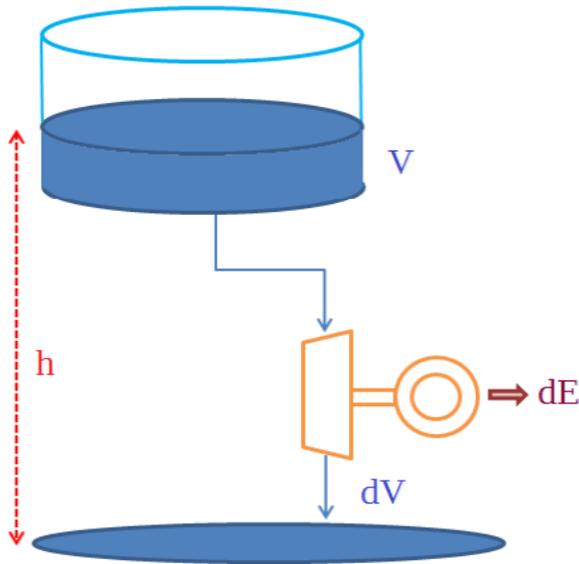


Fig. 13: Esquema de una central hidroeléctrica con embalse.

El volumen V_{fin} al final del paso de tiempo se calcula como el volumen al inicio V_{ini} , más el volumen que ingresa al lago por el escurrimiento propio de su cuenca o por caudales liberados en centrales aguas arriba A , menos los volúmenes turbinados en cada poste de tiempo, menos el volumen que sea necesario verter sin turbinar Z y menos las pérdidas por evaporación y por filtración del embalse R .

El volumen final se calcula con la ec.1:

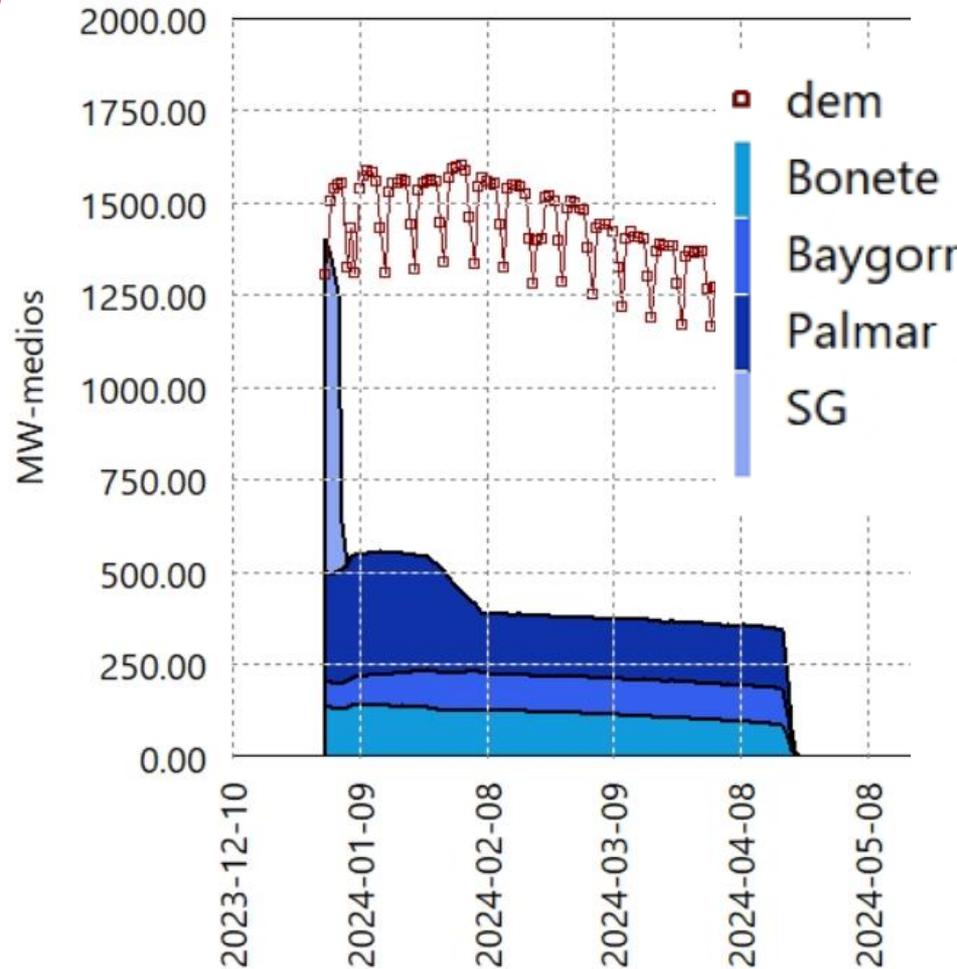
$$V_{fin} = V_{ini} + A - \sum_{j=1}^{j=NPostes} \frac{P_j \text{durpos}_j}{ce} - Z - R \quad \text{ec.1 Volumen final del embalse.}$$

Donde el volumen turbinado en el poste j es: $\frac{P_j \text{durpos}_j}{ce}$, siendo ce el coeficiente energético y $P_j \text{durpos}_j$ es la potencia entregada en el poste j multiplicada por la duración del poste j .

El coeficiente energético queda determinado por la función $dE = ce \cdot dV$, donde se observa que es el factor de conversión entre un volumen turbinado dV y la energía generada y entregada por la central a la red eléctrica dE .

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

GO: Rendimientos, consumos, etc.

1 kWh = 859,95 kcal

DATOS DEL COMBUSTIBLE

Poder Calorífico Inferior PC = 10.200 kcal/kg

Densidad d = 0,845 kg/l

Costo \$m3 = 500 USD/m3

CONSUMO ESPECIFICO DE LA MAQUINA

CE = 225 g/kWh

Si el CE es 225 g/kWh son 0,225 kg/kWh que considerando la densidad, resulta en $0,225/0,845=0,266$ l/kWh, por lo tanto

266 l/MWh que es 0,266 m3/MWh

Si el costo es 500 USD/m3, resulta que el coto variable de generación es $500 * 0.266$

cv = 133 USD/MWh

10.200 kcal/kg son 10,2 kcal/g que son $10,2/859,95=0,0119$ kWh/g, por lo que el

Consumo Específico teórico sería su inverso que es 84,3 g/kWh

Como la máquina tiene un Consumo Específico CP 225 g/kWh su rendimiento mu es

$mu = 84,3/225 = 0,375$ en pu (37,5 %).

$CE [g/kWh] = 1000 * 859,95 [kWh/kcal] / PC [kcal/kg] / mu [pu]$

$cv [USD/MWh] = \$m3 [USD/m3] * CE [g/kWh] / d [kg/l] / 1000$

Pago por potencia (disponible) [USD/MWh_d]

TG de 540 MW

$$Co = 540 \times 1,3 = 702 \text{ MUSD}$$

$$COM = 0,018 \times 540 = 9,7 \text{ MUSD}_{\text{año}}$$

$$\text{Anualidad por } Co = 702 / 8,5 = 82,6 \text{ MUSD}_{\text{año}}$$

$$A (\text{total}) = 82,6 + 9,7 = 92,3 \text{ MUSD}_{\text{año}}$$

Potencia = 540 MW

Factor de disponibilidad FD = 0,85 [pu]

$$h_{\text{año}} = 365 \times 24 = 8760 \text{ h}$$

$$\text{Energía anual disponible } (E_d) = \text{Potencia} \times h_{\text{año}} \times \text{FD} = 540 \times 8760 \times 0,85 = 4.021 \text{ GWh}$$

El PP tiene que equiparar la anualidad A, por lo que: $A = PP \times E_d \Rightarrow$

$$PP \text{ [USD/MWh}_d] = \frac{A}{E_d} = \frac{Co/q_{a,n} + COM}{P \times 8760 \times FD} = 23 \text{ USD/MWh}_d$$

$q_{a,n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$		Actualizador (a)		
		5%	10%	15%
años (n)	5	4,3	3,8	3,4
	10	7,7	6,1	5,0
	15	10,4	7,6	5,8
	20	12,5	8,5	6,3
	25	14,1	9,1	6,5
	30	15,4	9,4	6,6
	35	16,4	9,6	6,6
	40	17,2	9,8	6,6

Tipos de Equivalentes Térmicos

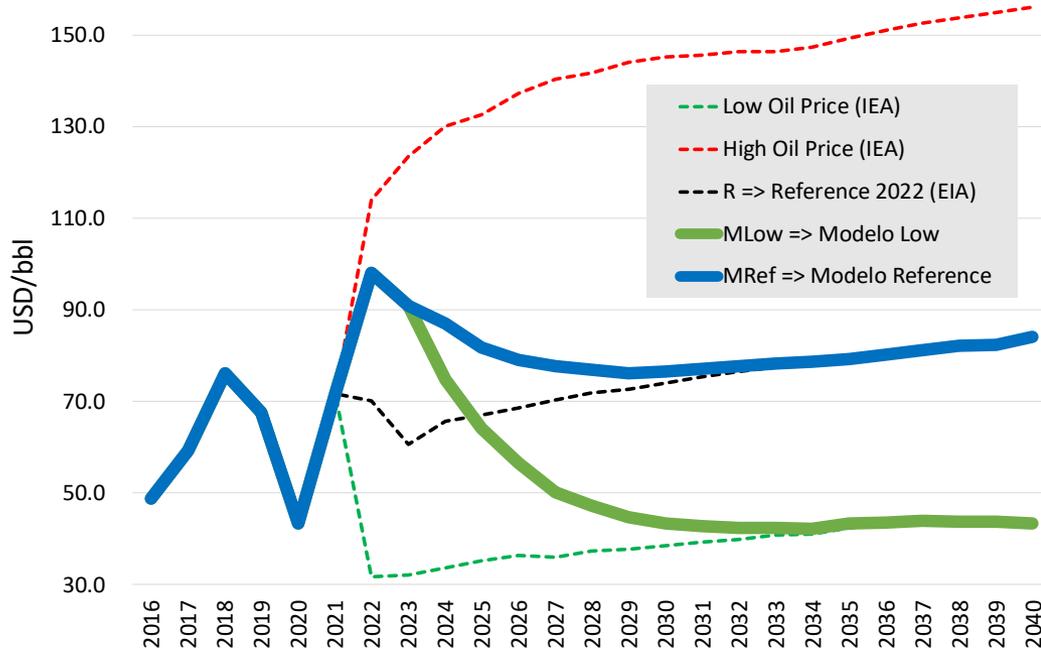
- Analizando cada tecnología por separado
 - Térmicas Flexibles de cv alto
 - Térmicas de Base de cv bajo
 - Térmicas autodespachadas de cv nulo
- Analizando un sistema y modelando cuántas:
 - Térmicas Flexibles de cv alto
 - Térmicas de Base de cv bajo
 - Térmicas autodespachadas de cv nulo

Ajuste de la tendencia de ipetroleo

Modelo de ajuste a partir del año 2023:

$$M(i+1) = R(i) + 0.7 \times [M(i) - R(i)]$$

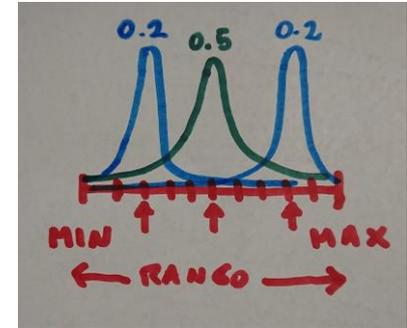
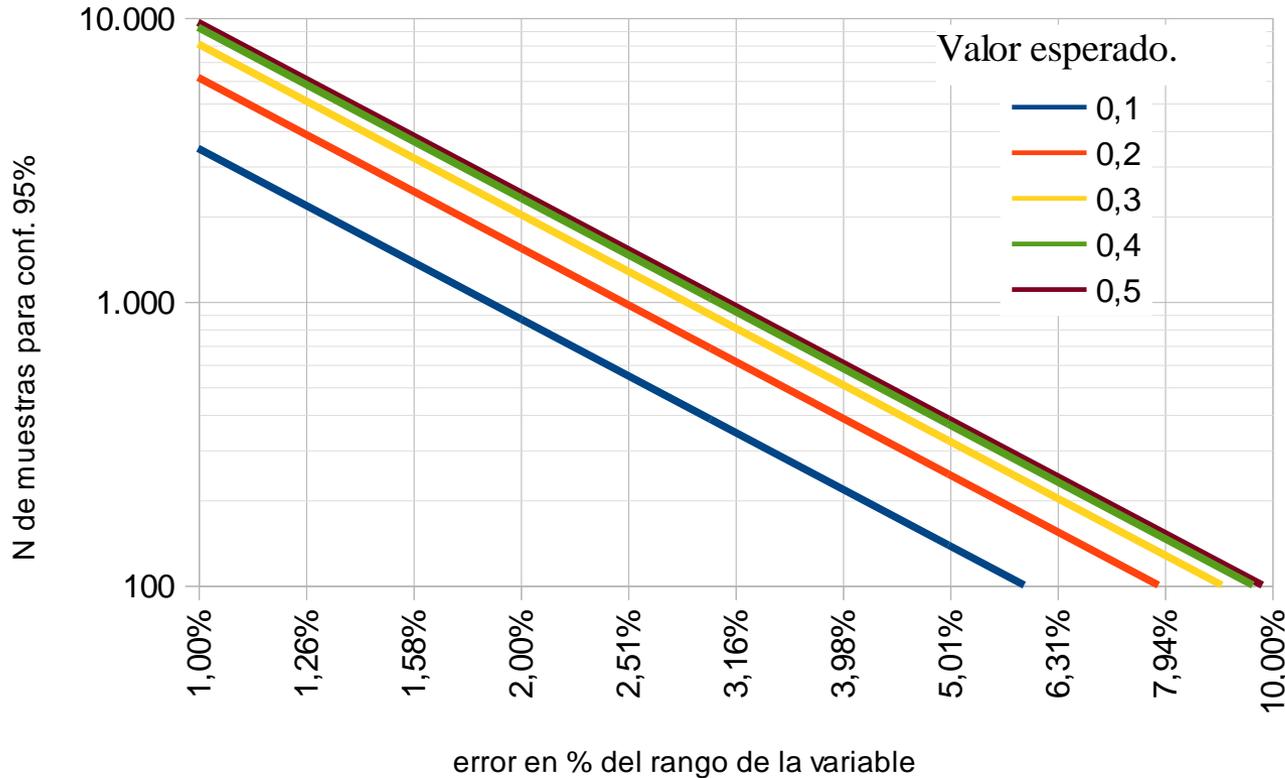
Decaimiento anual de 70 % de la diferencia entre el Modelo y la tendencia de largo plazo elegida.



Año	Low Oil Price (IEA)	High Oil Price (IEA)	R => Reference 2022 (EIA)	MRef => Modelo Reference	fuentes ipetroleo MRef	cvTG @ 100% ajuste MRef	cvCC @ 100% ajuste MRef	MLow => Modelo Low	fuentes ipetroleo Mlow	cvTG @ 100% ajuste Mlow	cvCC @ 100% ajuste Mlow
2010	97.8	97.8	97.8								
2011	133.9	133.9	133.9								
2012	131.8	131.8	131.8								
2013	125.9	125.9	125.9								
2014	112.6	112.6	112.6								
2015	59.0	59.0	59.0								
2016	48.9	48.9	48.9	48.9	1.00	150	104	48.9	1.00	150	104
2017	59.3	59.3	59.3	59.3	1.21	180	125	59.3	1.21	180	125
2018	76.2	76.2	76.2	76.2	1.56	229	159	76.2	1.56	229	159
2019	67.7	67.7	67.7	67.7	1.38	204	142	67.7	1.38	204	142
2020	43.3	43.3	43.3	43.3	0.89	134	93	43.3	0.89	134	93
2021	71.6	71.6	71.6	71.6	1.47	216	150	71.6	1.47	216	150
2022	31.8	114.0	70.2	98.1	2.01	293	203	98.1	2.01	293	203
2023	32.0	123.4	60.6	90.9	1.86	272	188	90.9	1.86	272	188
2024	33.7	130.1	65.7	86.9	1.78	260	180	74.9	1.53	225	156
2025	35.3	132.6	67.0	81.8	1.68	246	170	64.1	1.31	194	135
2026	36.4	137.2	68.6	79.0	1.62	237	164	56.5	1.16	172	119
2027	36.0	140.4	70.3	77.6	1.59	233	162	50.1	1.03	154	107
2028	37.3	141.6	71.8	76.9	1.58	231	160	47.2	0.97	145	101
2029	37.7	143.9	72.6	76.1	1.56	229	159	44.7	0.91	138	96
2030	38.5	145.1	73.9	76.4	1.56	230	159	43.3	0.89	134	93
2031	39.3	145.6	75.4	77.2	1.58	232	161	42.7	0.87	132	92
2032	39.9	146.4	76.5	77.8	1.59	234	162	42.3	0.87	131	91
2033	40.8	146.4	77.4	78.3	1.60	235	163	42.5	0.87	131	91
2034	41.0	147.4	78.1	78.7	1.61	237	164	42.2	0.86	131	91
2035	42.5	149.3	78.8	79.2	1.62	238	165	43.3	0.89	134	93
2036	42.9	151.0	79.9	80.2	1.64	241	167	43.5	0.89	135	93
2037	43.5	152.5	80.9	81.1	1.66	244	169	43.9	0.90	136	94
2038	43.5	153.8	81.9	82.0	1.68	246	171	43.7	0.90	135	94
2039	43.6	154.9	82.2	82.3	1.68	247	171	43.8	0.90	135	94
2040	43.2	156.1	83.9	84.0	1.72	252	174	43.3	0.89	134	93

Incertidumbre en % del RANGO DE VARIACION de acuerdo a la Cantidad de Evaluaciones

$$N > p(1-p) \left(\frac{1.9599639845}{\epsilon} \right)^2$$



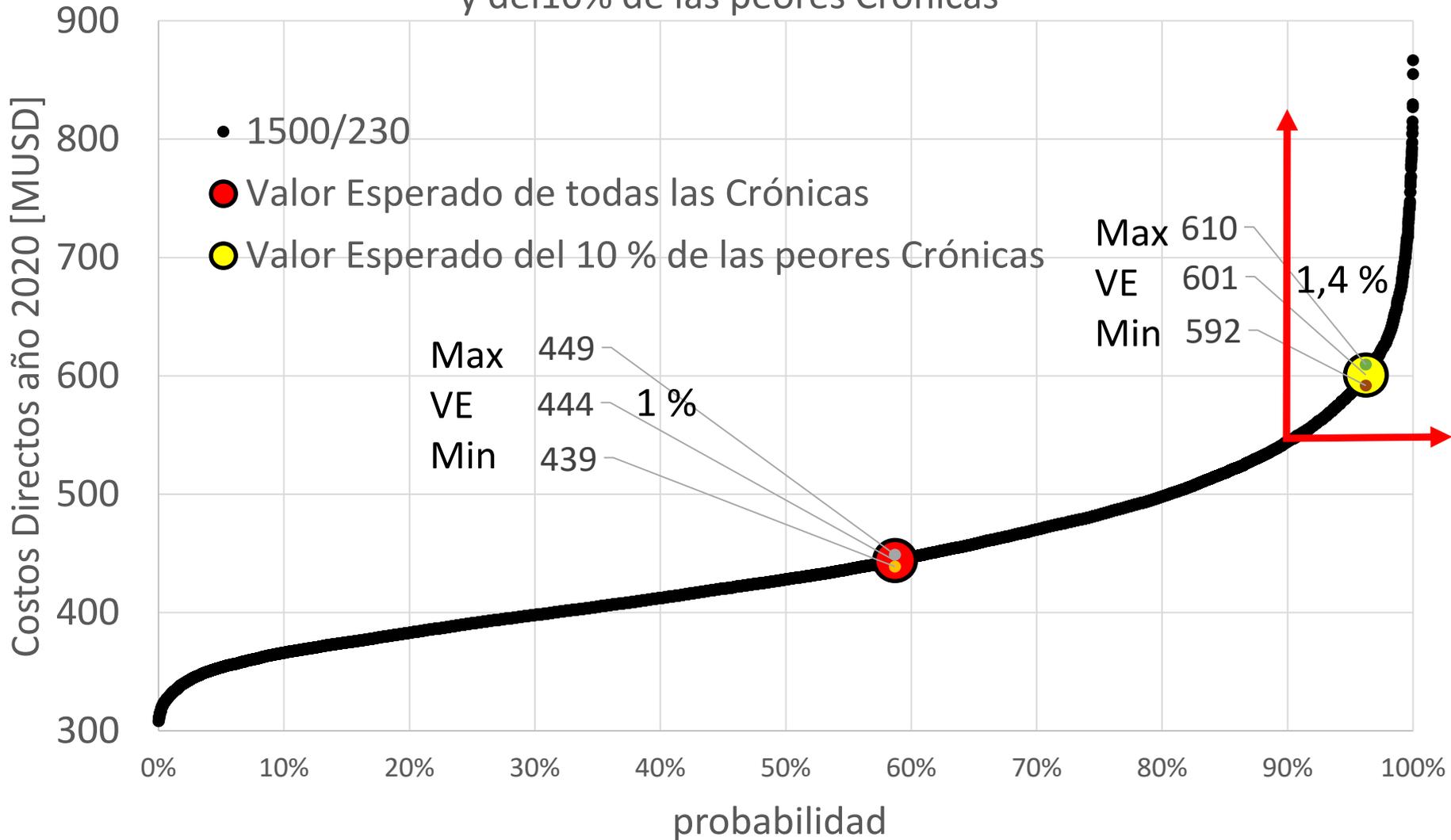
Si una variable a calcular tiene su valor esperado cercano al 50%/20% de su distribución, para tener una incertidumbre menor al 1% de su RANGO con 95% de confianza, se deben hacer 10.000/6.000 evaluaciones.

Estimación del error de estimación del valor esperado de la generación hidráulica.

https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1279/InformeModelos_1.pdf

Cada punto de la curva tiene su error

Valores Esperados y errores de todas las Crónicas
y del 10% de las peores Crónicas



El Riesgo CVAR@10% es de un sobrecosto de 35 % (601/444) con un error de 2.4 %

Verificación al cambiar las “suertes”

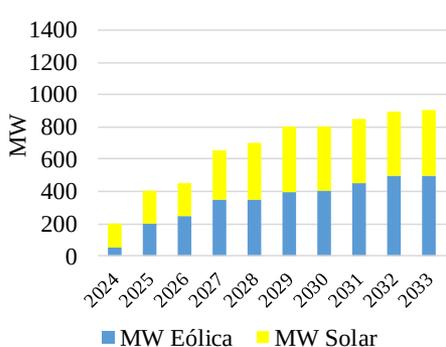
Crónicas Simulación: 100					Crónicas Simulación: 200				
Semillas		PEG33A	PEG33AB	dif	Semillas		PEG33A	PEG33AB	dif
31	130	7835	7845	10	31	230	7881	7893	11
131	230	7926	7936	10	231	430	7847	7857	10
231	330	7795	7803	8	431	630	7877	7882	6
331	430	7892	7908	16	631	830	7857	7865	7
431	530	7871	7875	4	831	1030	7936	7948	12
531	630	7883	7895	12	1031	1230	7927	7942	15
631	730	7824	7835	11	1231	1430	7873	7875	3
731	830	7874	7884	10	1431	1630	7890	7902	12
831	930	7917	7930	13	1631	1830	7871	7882	11
931	1030	7944	7955	10	1831	2030	7878	7891	14
1031	1130	7924	7939	15	2031	2230	7870	7881	11
1131	1230	7937	7950	13	2231	2430	7865	7878	13
1231	1330	7900	7903	3	2431	2630	7909	7922	12
1331	1430	7848	7857	8	2631	2830	7876	7888	11
1431	1530	7901	7913	12	2831	3030	7858	7868	11
1531	1630	7892	7902	10	3031	3230	7938	7949	11
1631	1730	7873	7882	8	3231	3430	7907	7918	11
1731	1830	7859	7874	15	3431	3630	7915	7921	6
1831	1930	7898	7911	13	3631	3830	7889	7898	9
1931	2030	7863	7881	17	3831	4030	7890	7902	12
2000 Crónicas				11	4000 Crónicas				10

Resumen del Arrepentimiento

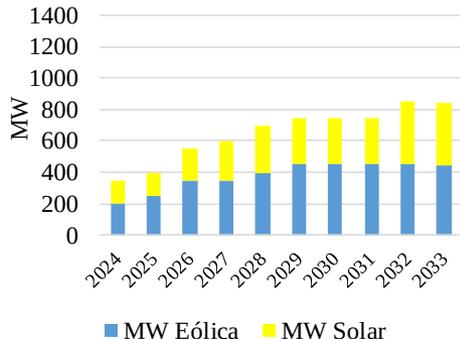
Escenario de BAJA Demanda: SOBRANTE

Escenario de ALTA Demanda: FALTANTE

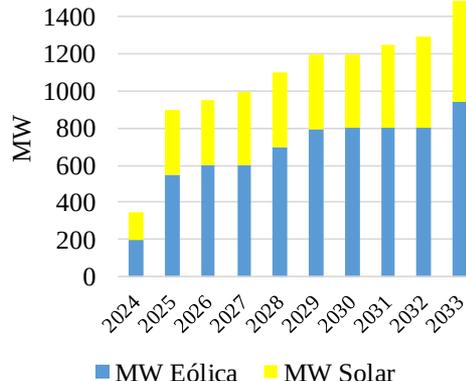
PEG33B



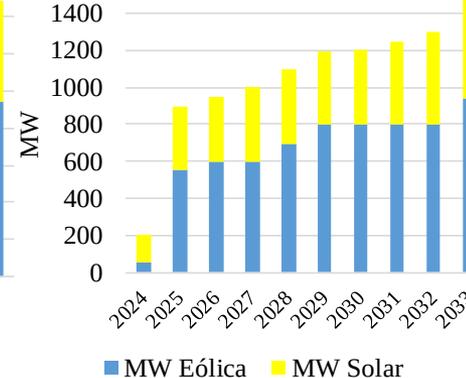
BA



PEG33A



AB



Concepto	MUSD		
	PEG33B	BA	Diferencia
Adelanto de PP (APP)			6.8
Pagos Spot (PST)	56.0	51.0	-4.9
Primas de Riesgo (PR)	12.5	12.8	0.4
VE de Costos Futuros (VECF)	7266	7270	4
Penalidad por SOBRANTE (PS)			7

Concepto	MUSD		
	PEG33A	AB	Diferencia
Adelanto de PP (APP)	NC	NC	NC
Pagos Spot (PST)	10.9	12.6	1.8
Primas de Riesgo (PR)	10.6	11.8	1.2
VE de Costos Futuros (VECF)	7835	7845	10.2
Penalidad por FALTANTE (PF)			13

	MUSD año 2024		
	PEG33B	BA	Diferencia
Valorización de Excedentes	-32	-38	-5
Variable de Térmicas	50	36	-13
PP de Expansión de ERNC	19	40	22
	36	38	3

	MUSD año 2024		
	PEG33A	AB	Diferencia
Valorización de Excedentes	-29	-26	3
Variable de Térmicas	77	97	20
PP de Expansión de ERNC	40	19	-22
	88	90	1

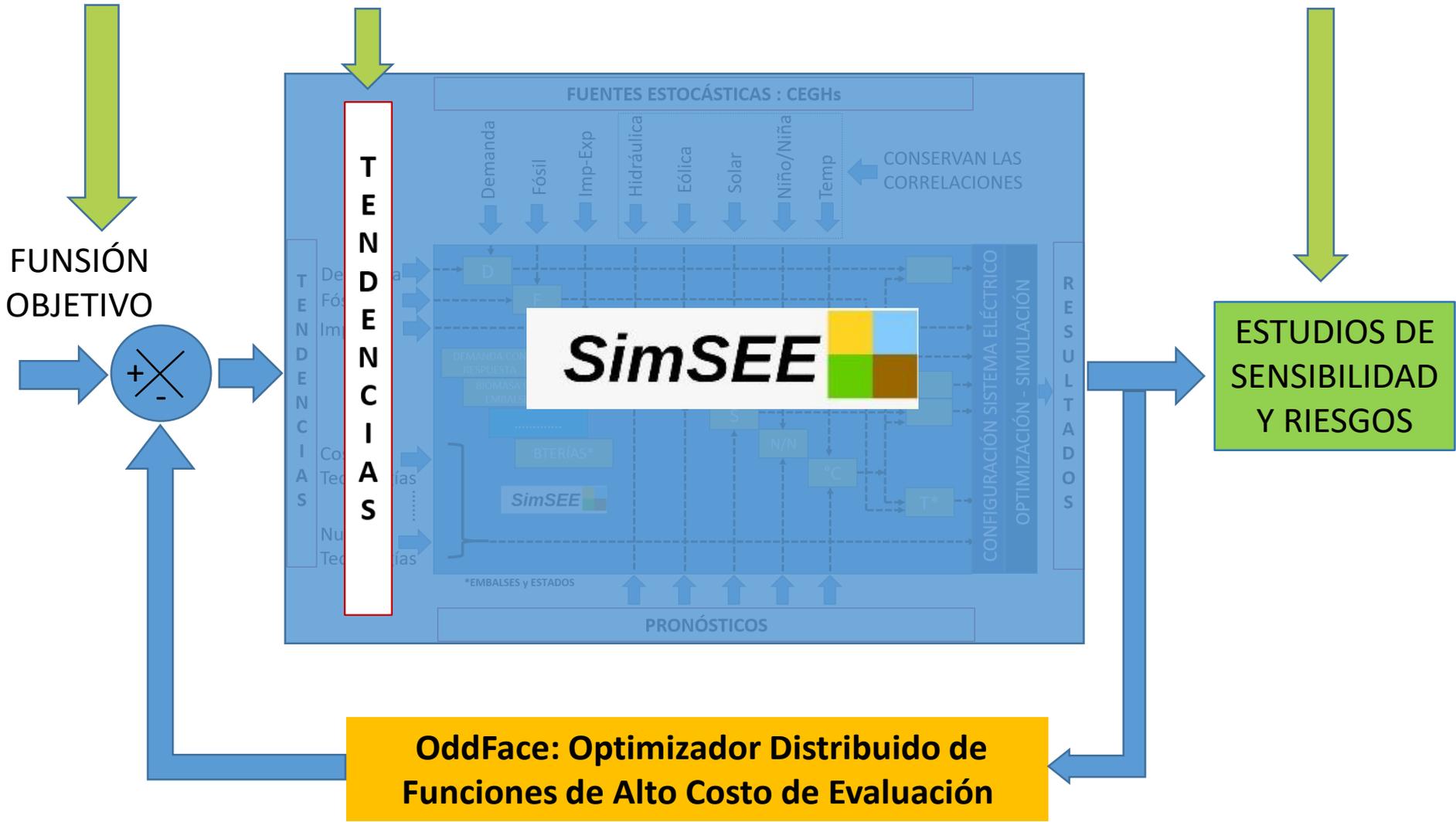
Con ARREPENTIMIENTOS equivalentes => Criterios de CAJA, Primas de RIESGO y Pagos Spot

OddFace

Plataforma de Optimización Distribuida de
Funciones de Alto Costo de Evaluación

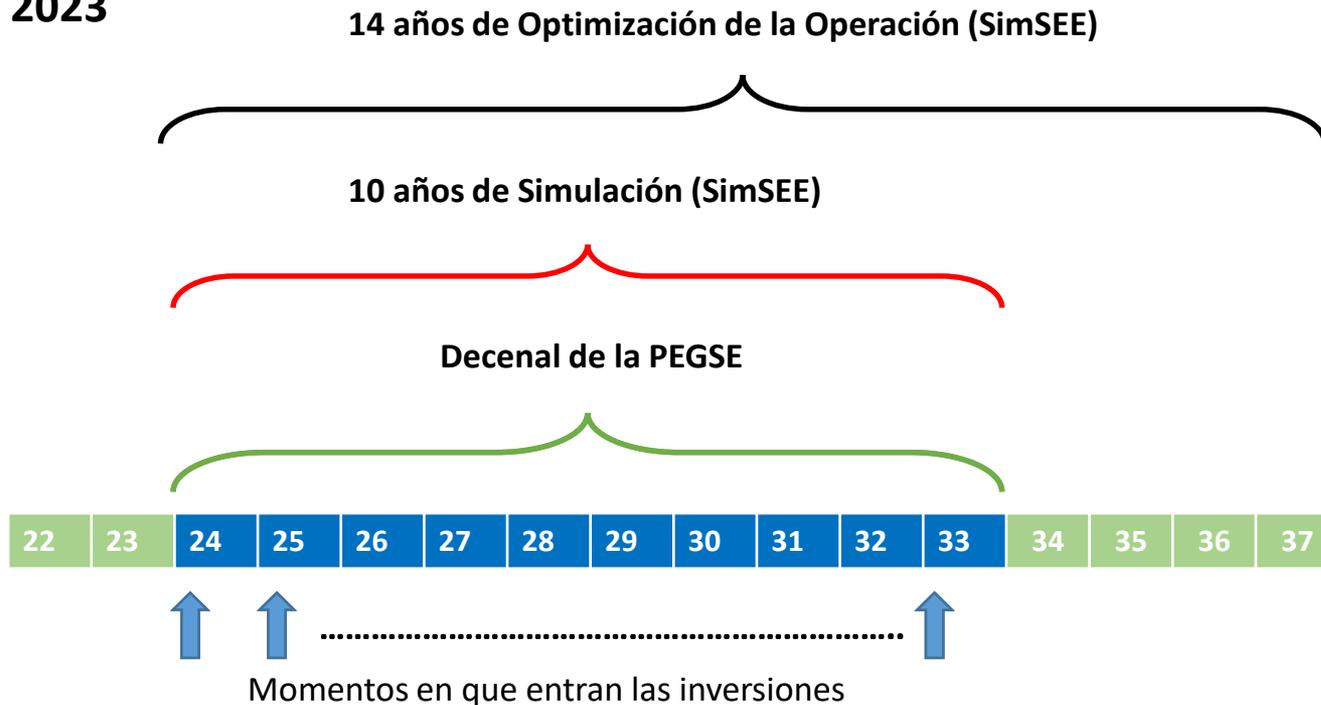
$$\min_{x \in D} f(x)$$

PEGSE



Armado de la Sala y definición de los momentos en que se harían las inversiones

EJ: Curso 2023



Tecnologías de Expansión

Los números (xyz) indican el NID del Problema OddFace

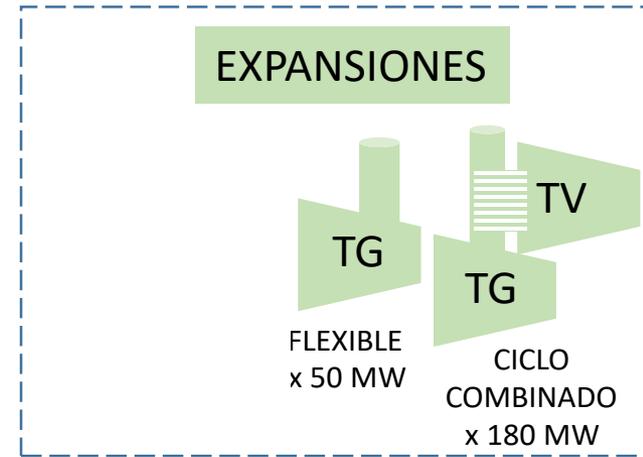
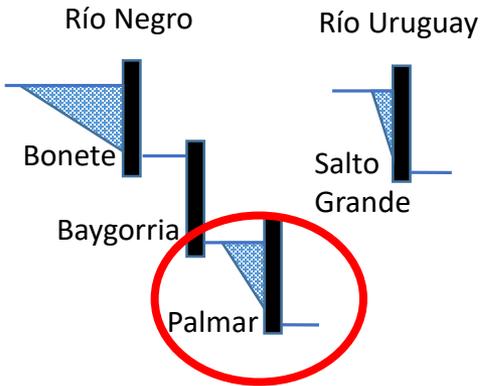
Escenario	S	E	T	TES	Descripción del Escenario
BaseB	EJ-8 (867)	-	-	PEG5 (872)	Hidráulica, Eólica, Solar, Térmicas y Biomásas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal, CC, TGs, Bio, UPM2, etc.). Sin la demanda Plus.
BaseA	-	-	-	PEG6 (856)	BaseB + Demanda Plus.
BaseBsinTESuy	-	-	PEG2 (873)	PEG3 (870)	BaseB sacando 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 (890)	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

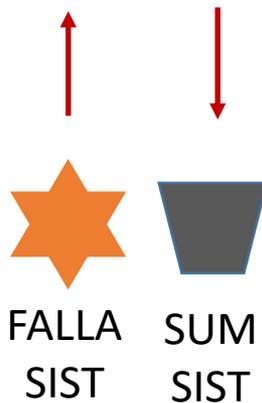
PEG 1 y 2: Térmica e Hidrotérmica

CON/SIN Palmar

HIDRÁULICAS



DEMANDAS



EditorEscenario

Nombre: BaseBsinTESuysinPal

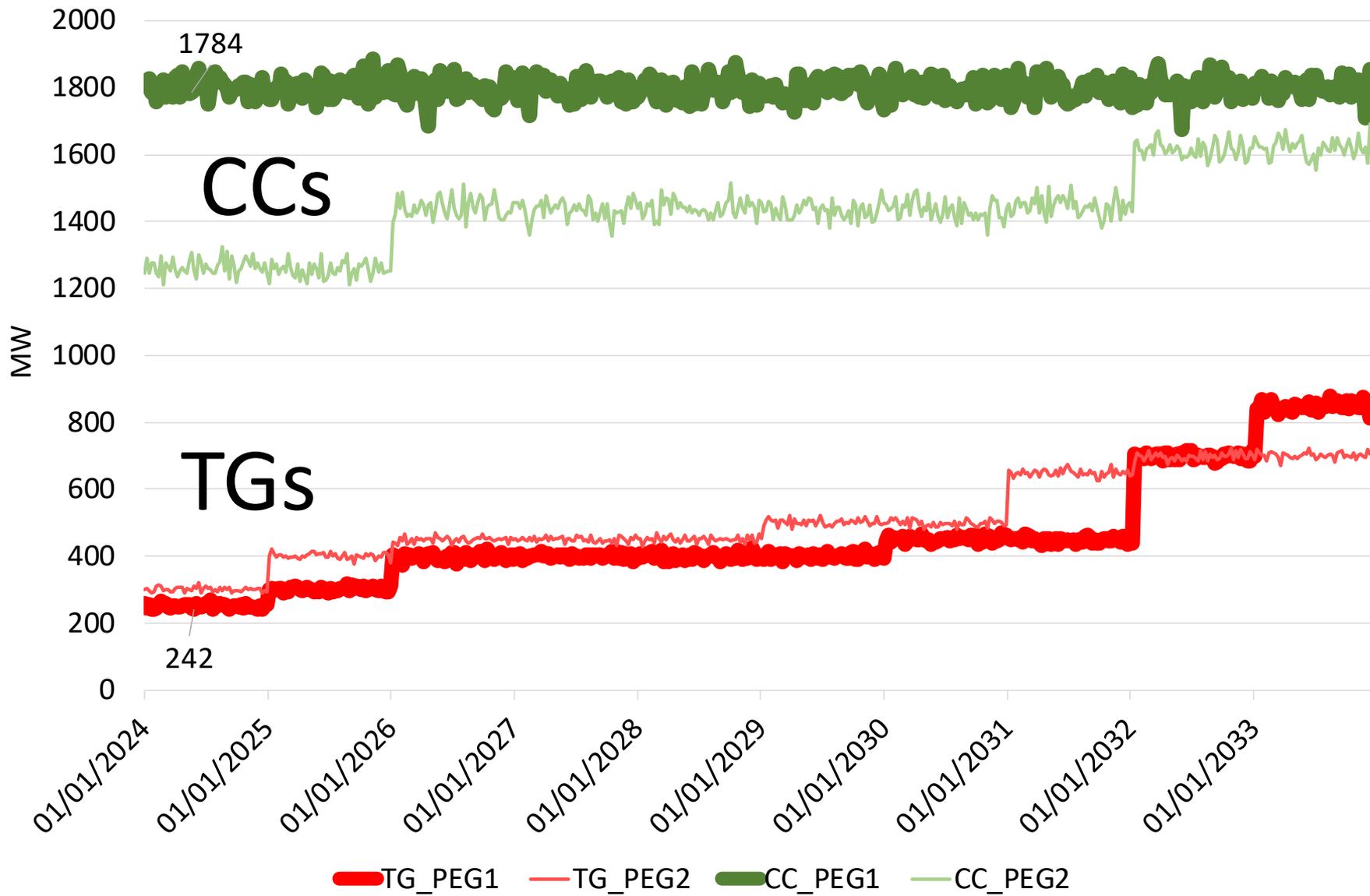
Capas activas: 0; 2; 44; 15; 40; 1982

Descripción

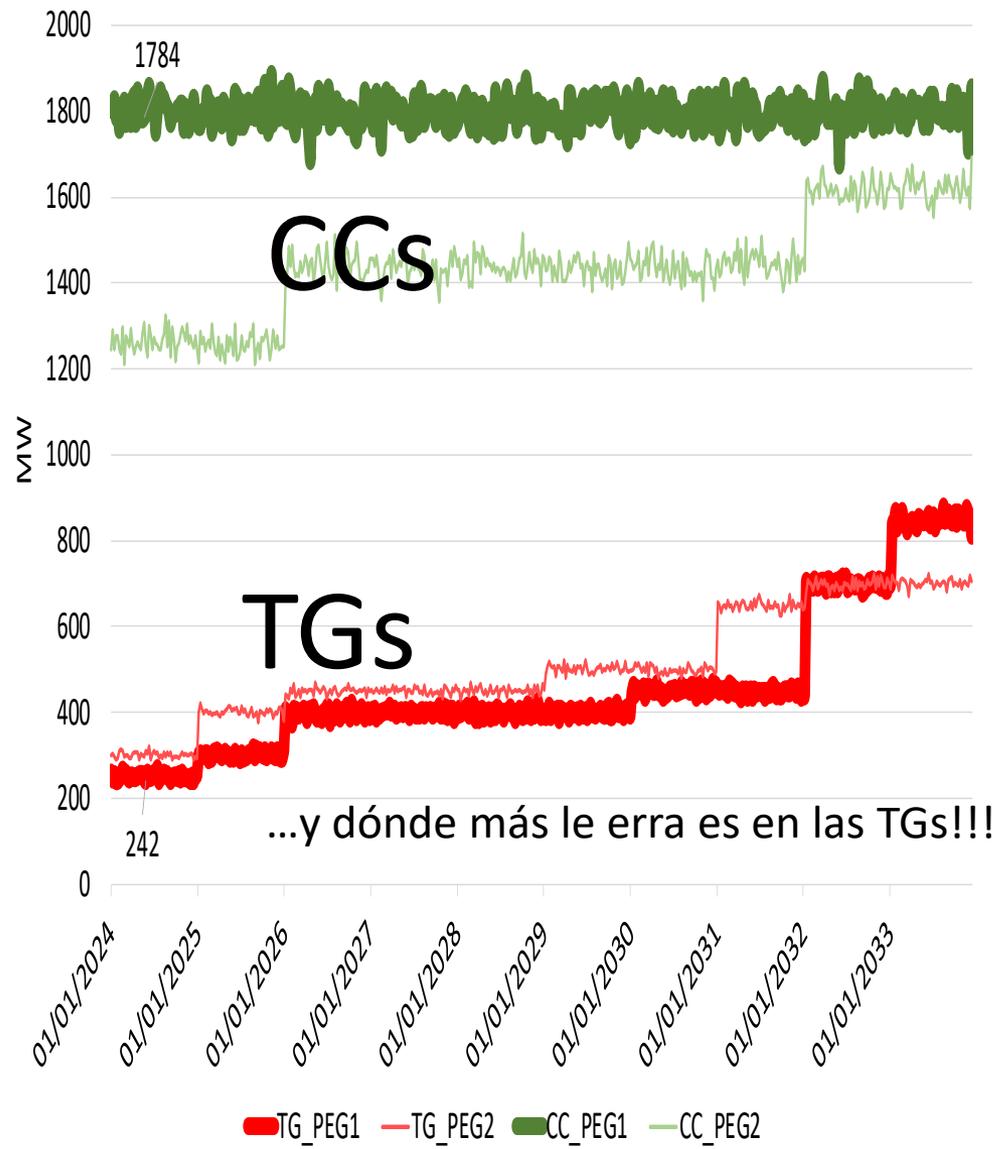
BaseBsinTESuy + sacando Palmar.

Nombre	Iconos
BaseB	[Iconos]
BaseA	[Iconos]
BaseBsinTESuy	[Iconos]
BaseBsinTESuysinPal	[Iconos]
BaseA...TESuy	[Iconos]
BaseAsinESuy	[Iconos]
BaseABon	[Iconos]
BaseAInd	[Iconos]
BaseBInd	[Iconos]

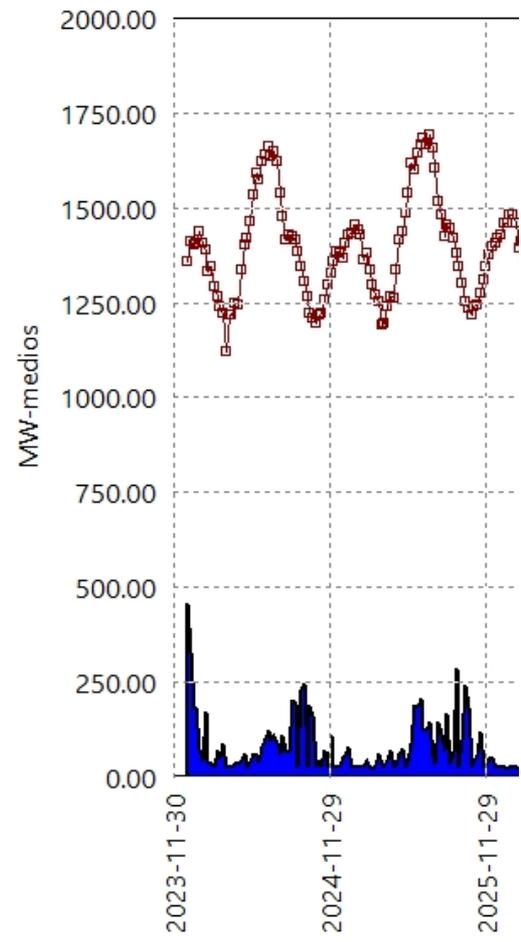
PEG 1 y 2: Expansiones – MW



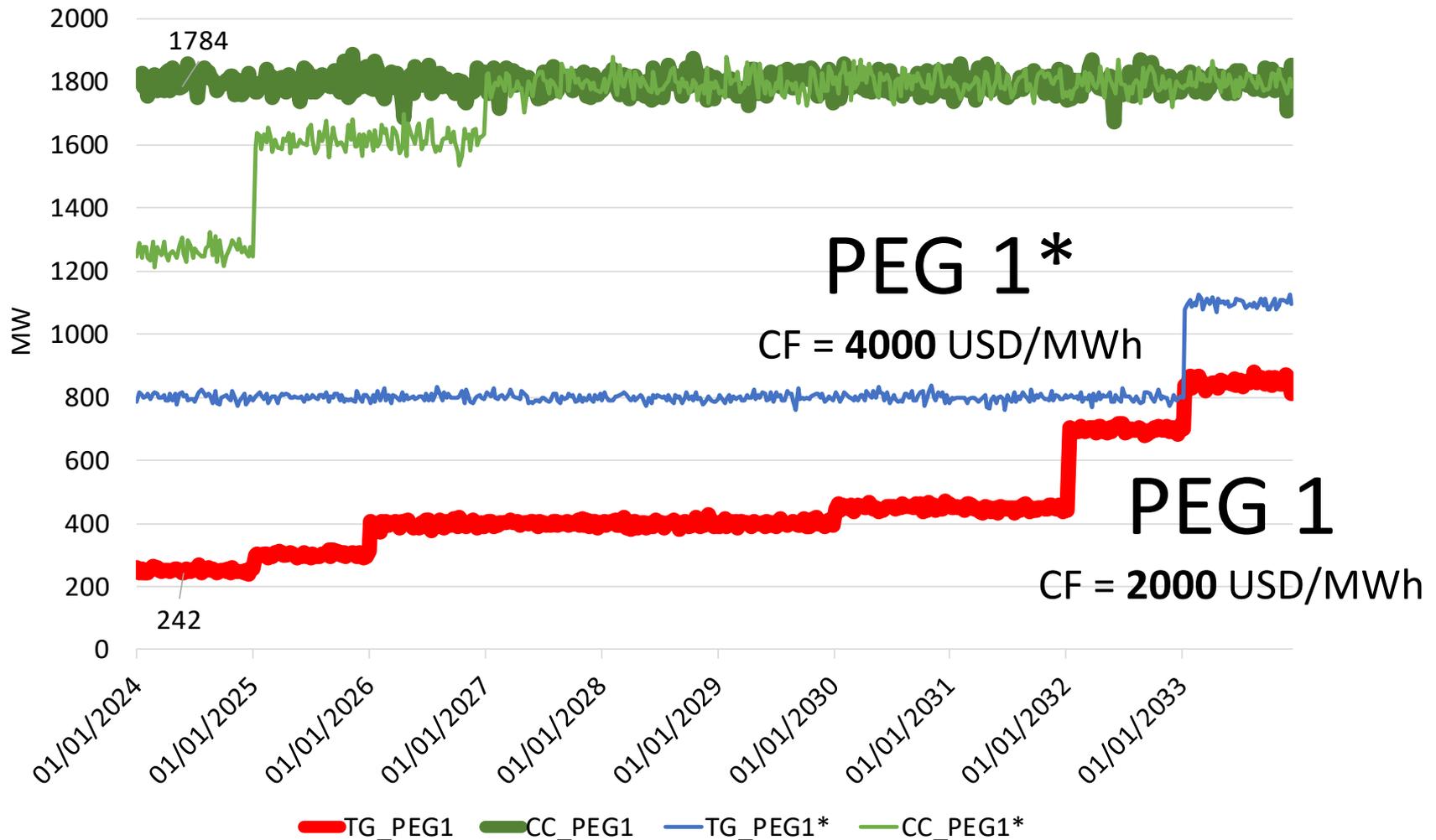
El modelo ENERGETICO solo te arrima...



PCC = 1500 MW
 PTG = 53 MW
 PCC+PTG=1553 MW



Sensibilidad al Costo de Falla (2)

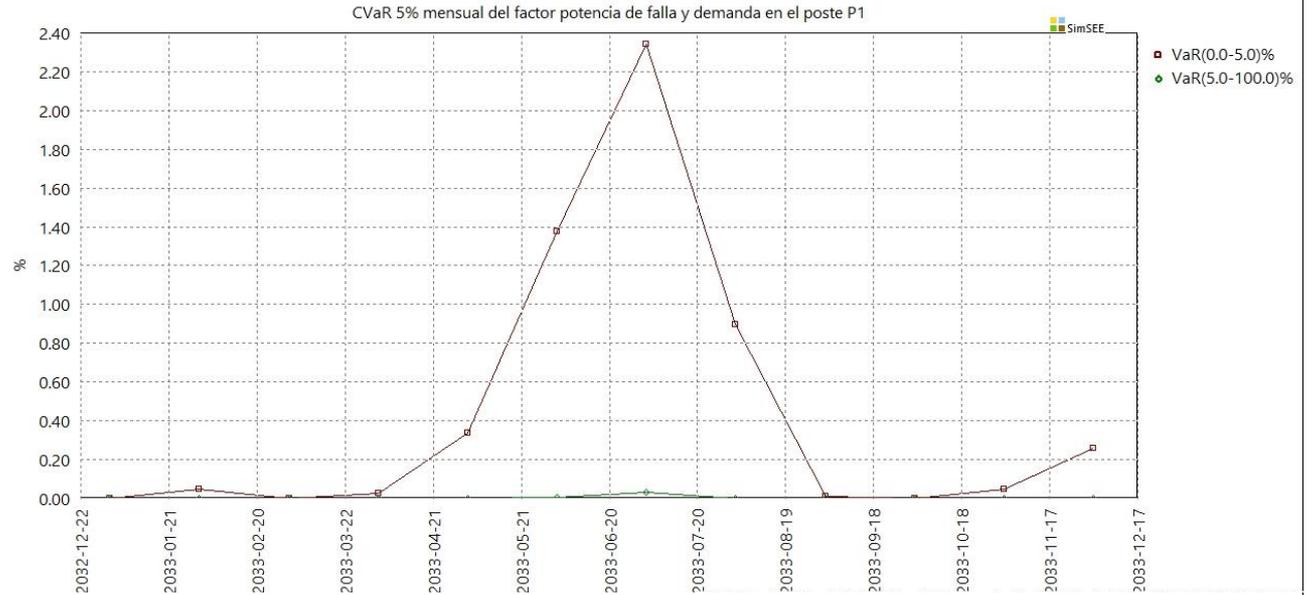


Sensibilidad al Costo de Falla (5)

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

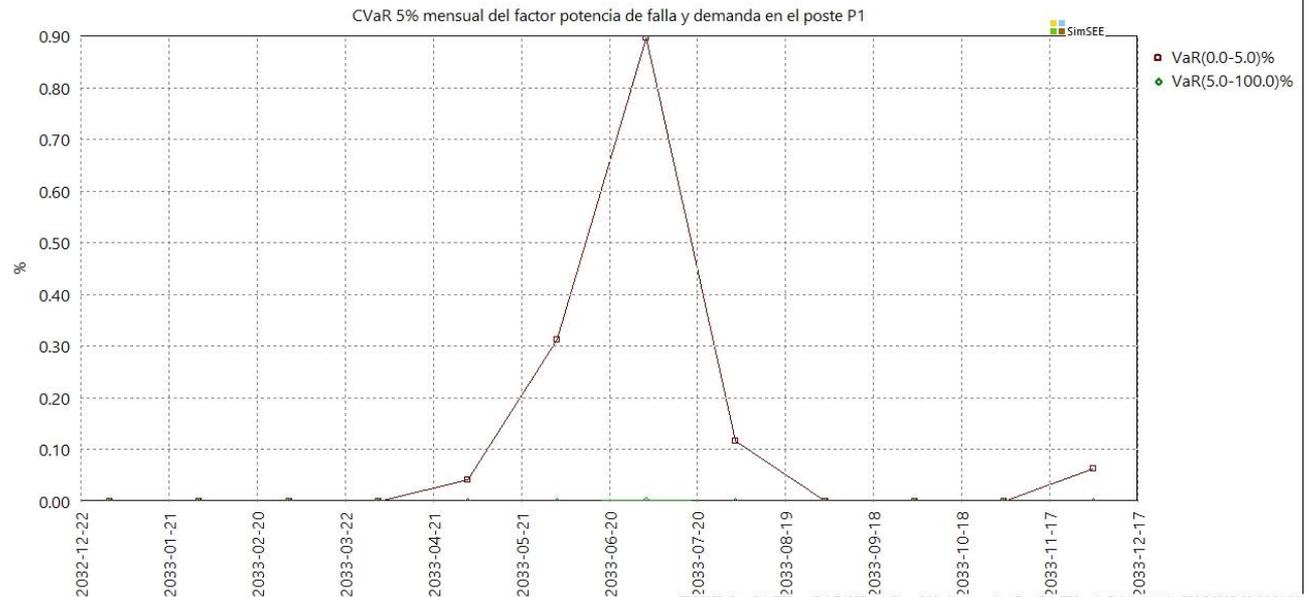
PEG 1

CF = 2000 USD/MWh
Problema 869
Año 2033
Diaria



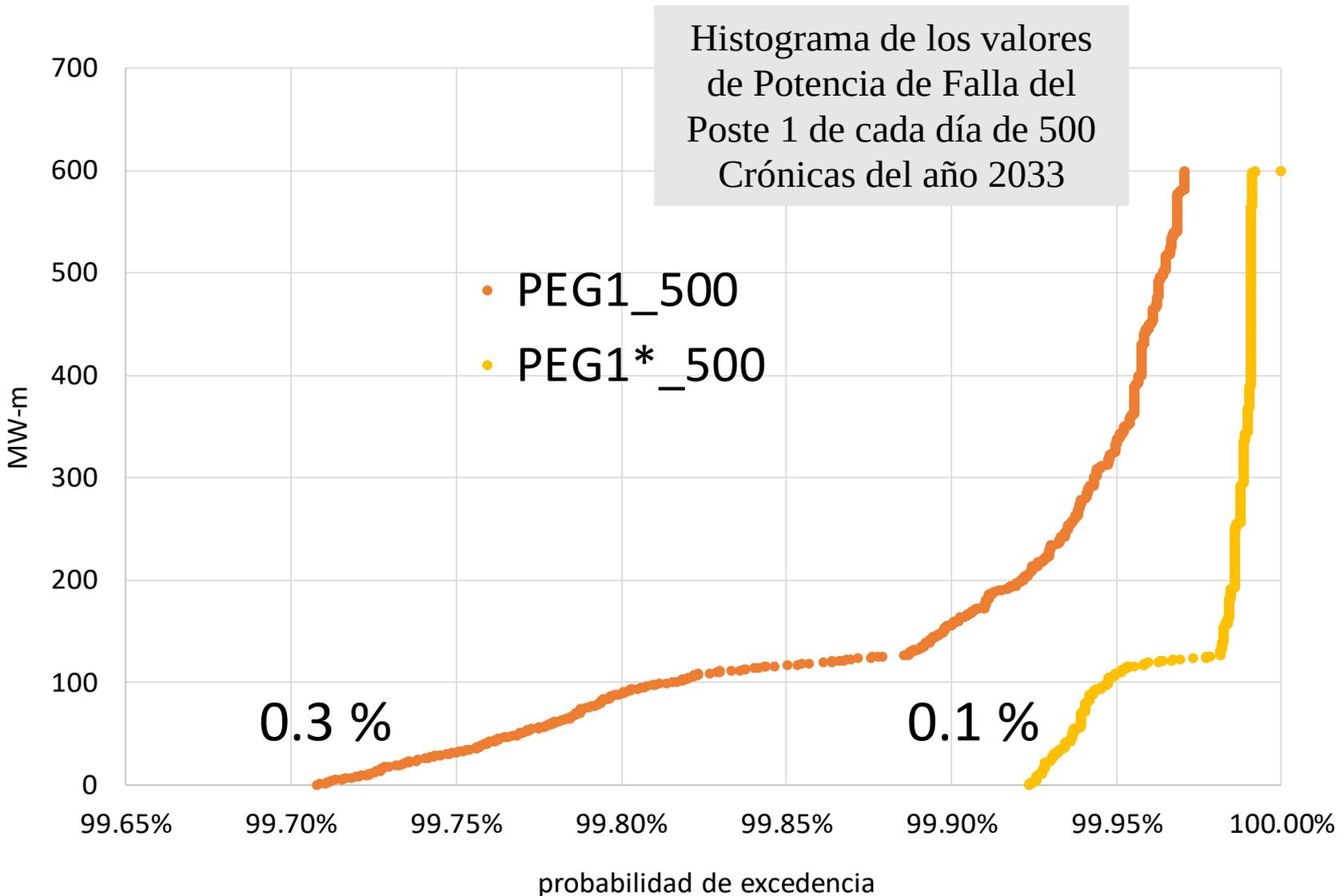
PEG 1*

CF = 4000 USD/MWh
Problema 881
Año 2033
Diaria



PEG2023_BaseBinTESuysinPal_T4000_oddface_881_diaria_varios_BaseBinTESuysinPal (v_ite114b.250@2023-09-06 21:29)

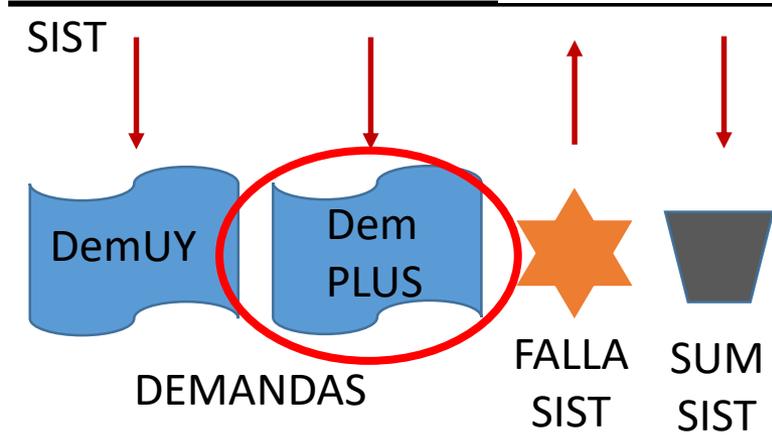
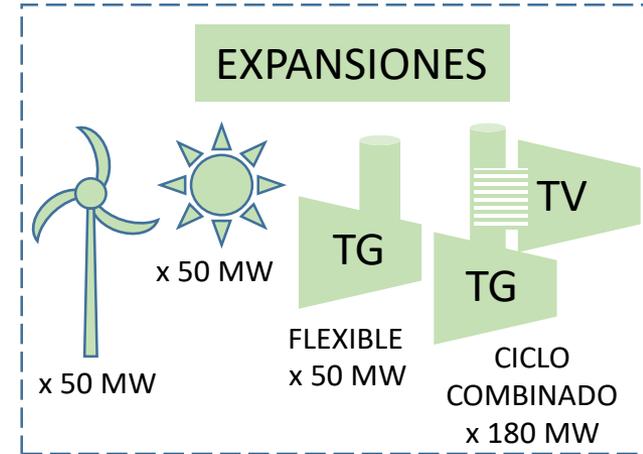
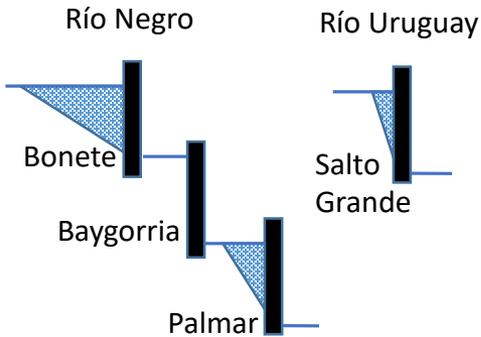
Sensibilidad al Costo de Falla (6)



PEG 3 y 4: Eólica, Solar y Térmica

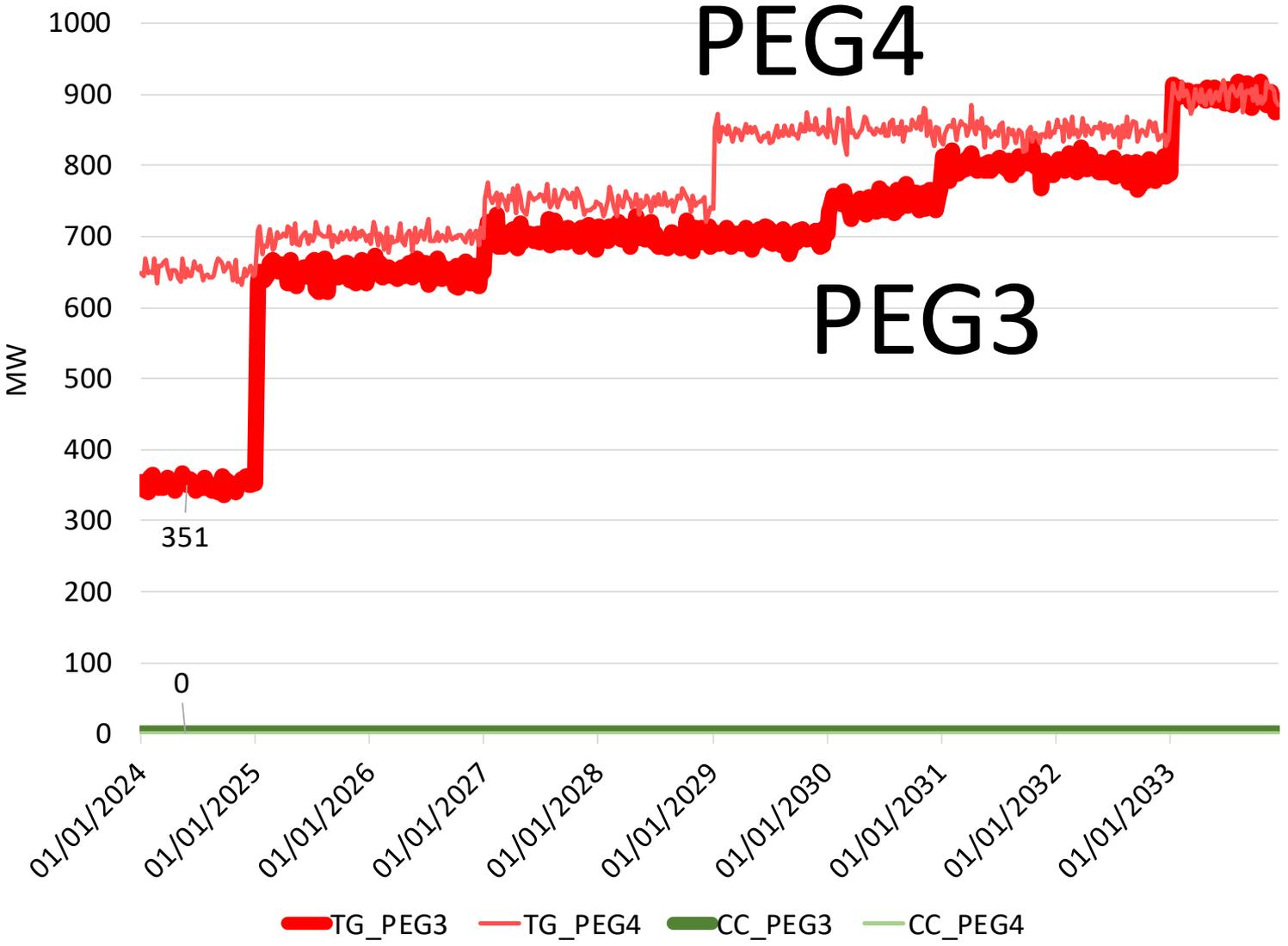
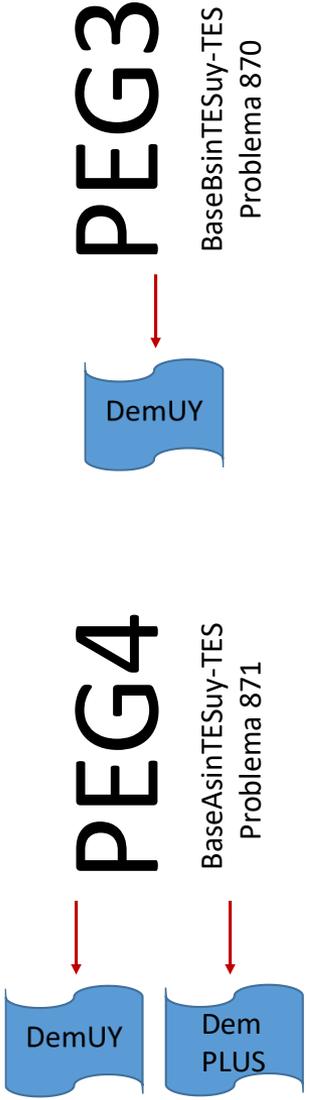
CON/SIN la DemPlus

HIDRÁULICAS



Nombre	--
BaseB	
BaseA	
BaseBsinTESuy	
BaseBsinTESuysinPal	
BaseAsinTESuy	
BaseAsinESuy	
BaseABon	
BaseAInd	
BaseBInd	

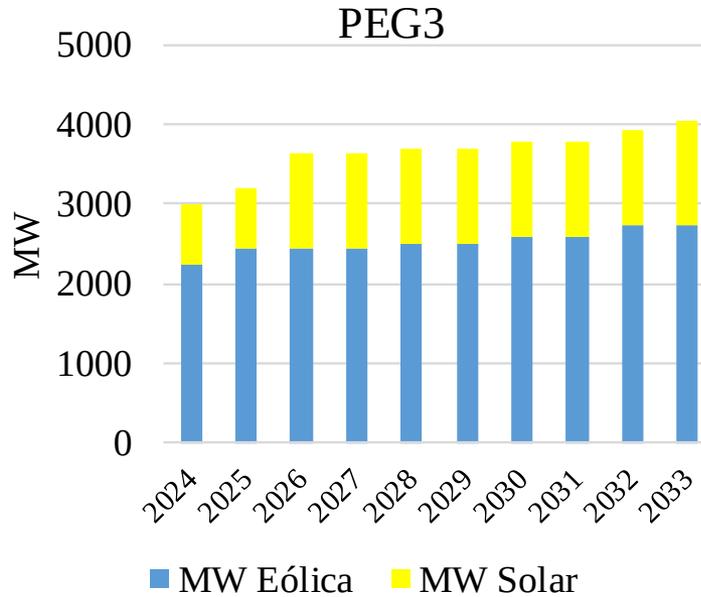
Expansiones Térmicas



Expansiones de Eólica y Solar (1)

PEG3

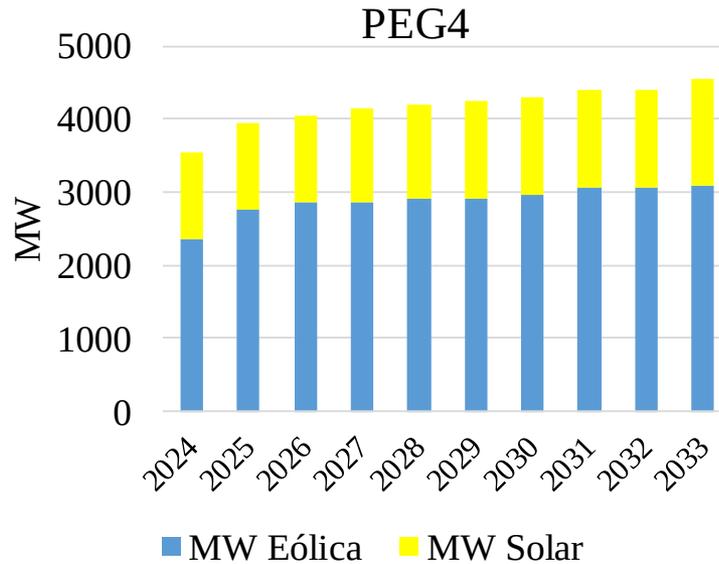
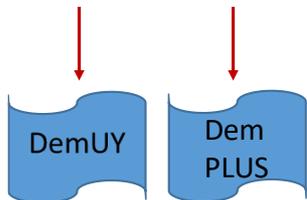
BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870



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%

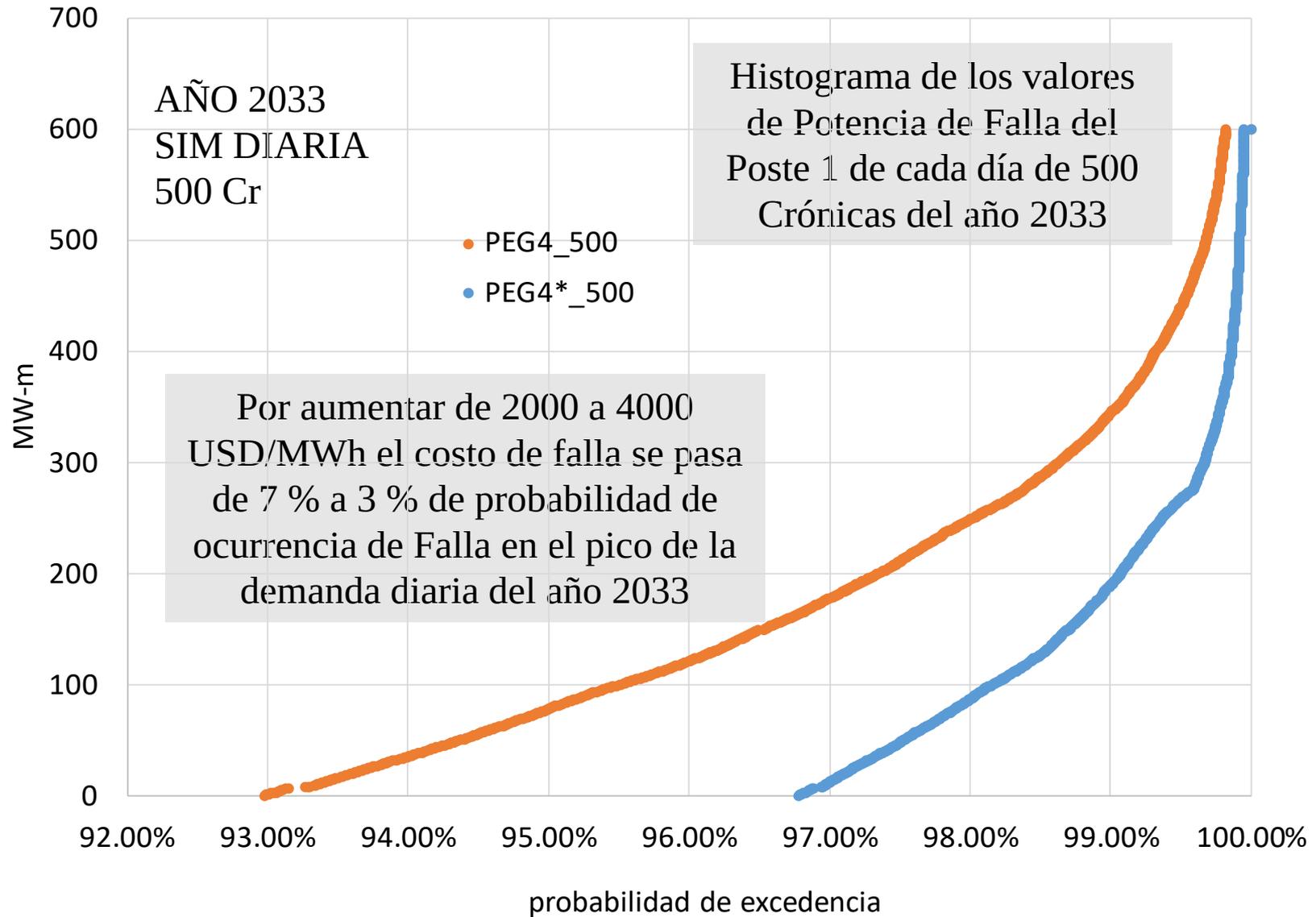
PEG4

BaseAsinTESuy-
TES
Problema 871



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%

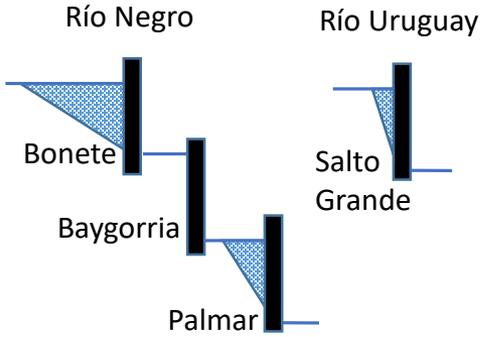
FALLA: Criterio 2*



PEG 5 y 6: Eólica, Solar y Térmica

CON/SIN la DemPlus

HIDRÁULICAS

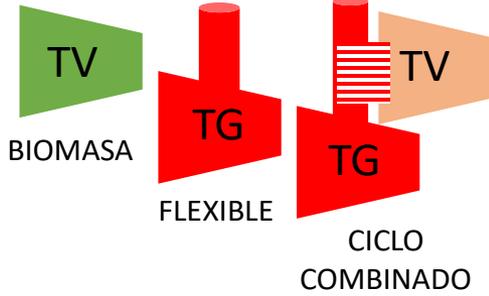


SOLAR

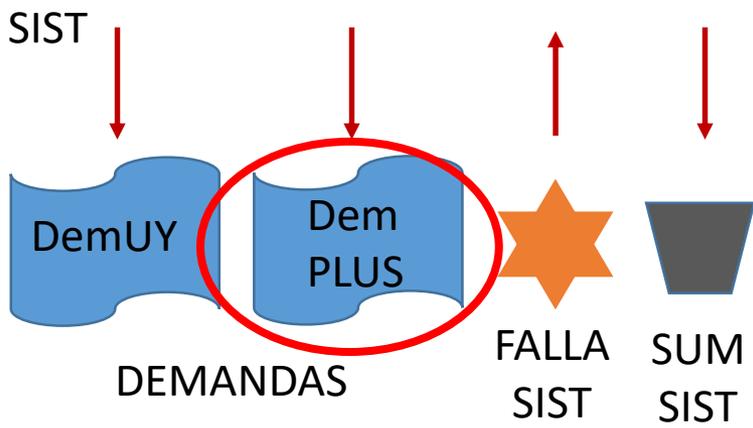
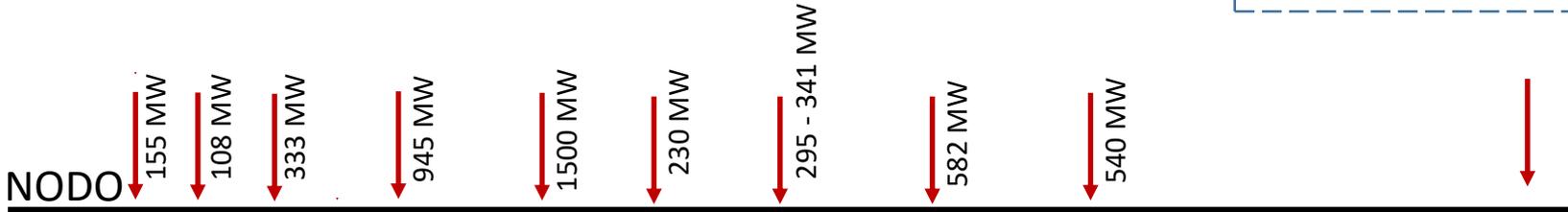
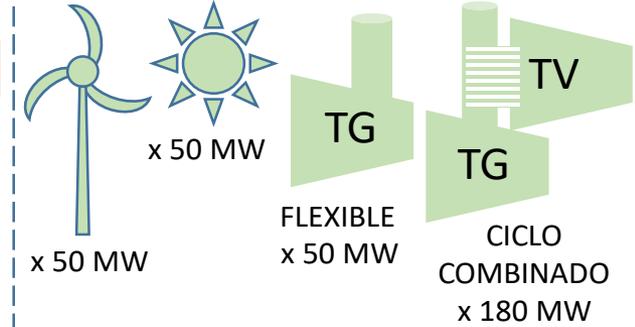


EÓLICA

TÉRMICAS



EXPANSIONES



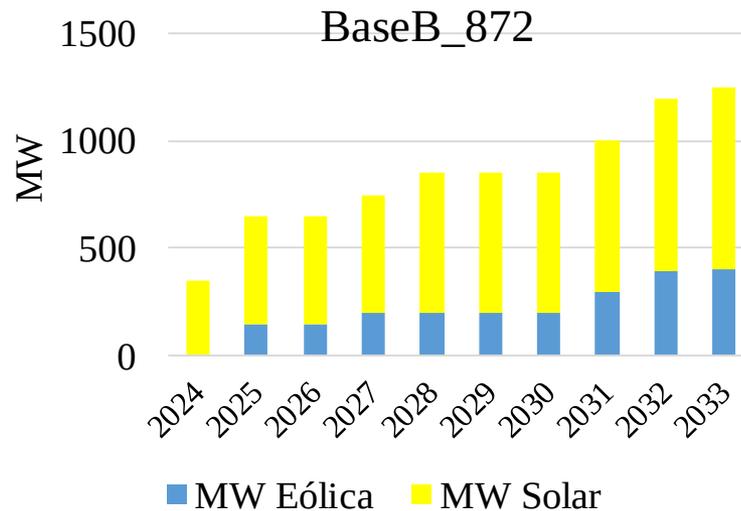
Estudio de Costos de Arrepentimiento

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

Expansiones de Eólica y Solar (1)

PEG5

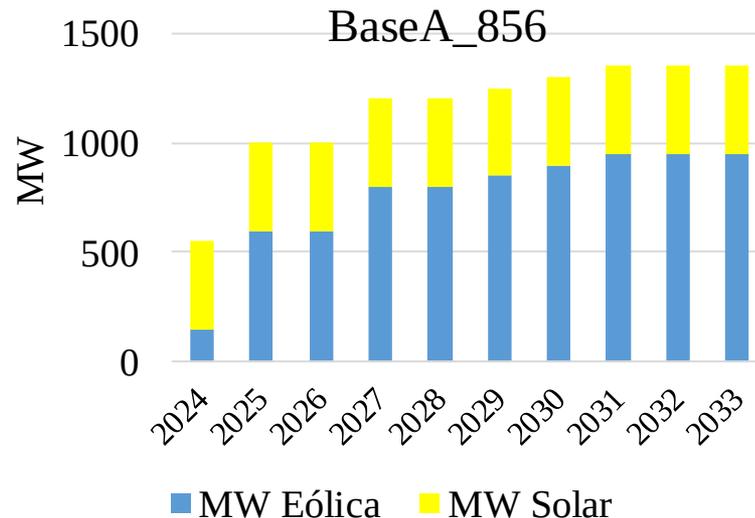
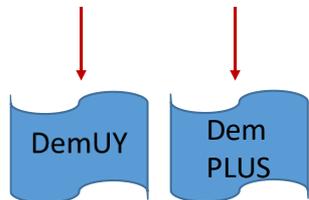
BaseB-TES
Problema 872



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	0	74	74
2025	60	105	165
2026	60	105	165
2027	80	116	196
2028	80	136	216
2029	80	137	217
2030	80	137	217
2031	120	147	267
2032	159	168	327
2033	160	178	338
Prom	102	140	243
	42%	58%	100%

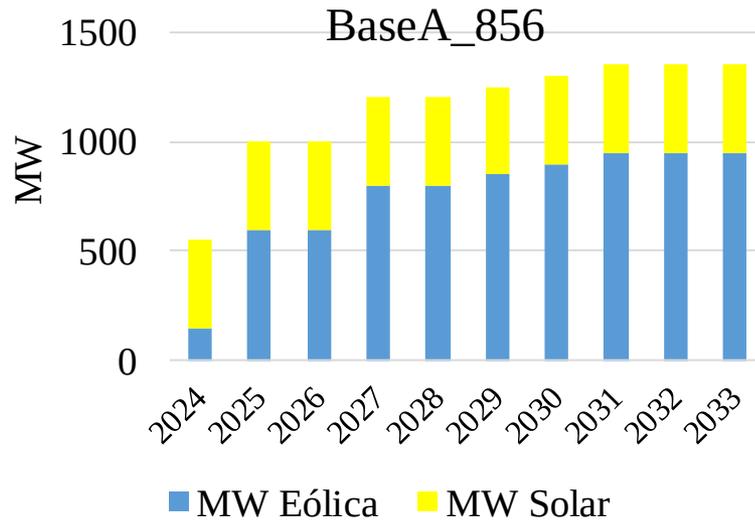
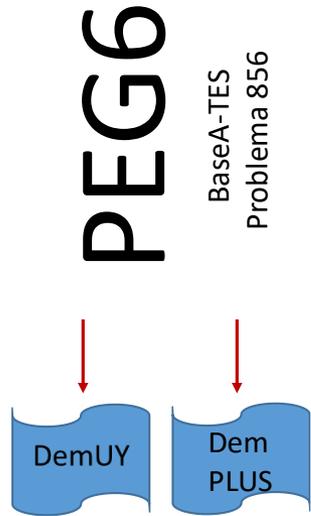
PEG6

BaseA-TES
Problema 856

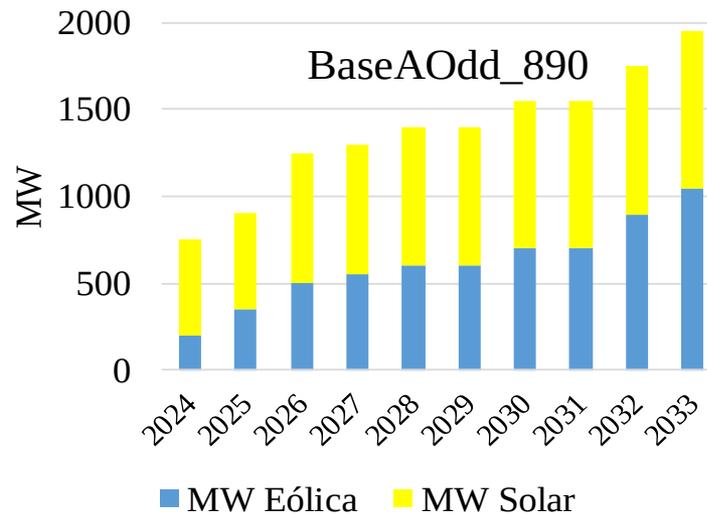


Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
Prom	340	84	424
	80%	20%	100%

Expansiones de Eólica y Solar (1)



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
Prom	340	84	424
	80%	20%	100%



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	80	116	196
2025	140	116	256
2026	200	158	358
2027	220	158	378
2028	240	168	407
2029	240	168	408
2030	280	179	459
2031	280	179	459
2032	358	179	537
2033	419	189	608
Prom	280	172	451
	62%	38%	100%



Archivo oddface_pig_inversiones.xlt

$$UI(0) \times Co(0) \times fo(0) \times fa(0)$$

$$4 \times 65.7 \times 0.87 \times 1 = 227.5$$

acumulado



TecnologÃ-a: Eolica_Exp													
etapa:	0	Fecha:	01/01/2024	deltaUnidades:	4	MontoporUI:	65.7	factorOperacionEfectiva:	0.87	factorActualizacionAllnicio:	1.00	MontoTotalInv:	227.5
etapa:	1	Fecha:	01/01/2025	deltaUnidades:	3	MontoporUI:	63.8	factorOperacionEfectiva:	0.83	factorActualizacionAllnicio:	0.91	MontoTotalInv:	372.6
etapa:	2	Fecha:	02/01/2026	deltaUnidades:	3	MontoporUI:	61.9	factorOperacionEfectiva:	0.80	factorActualizacionAllnicio:	0.83	MontoTotalInv:	495.5
etapa:	3	Fecha:	03/01/2027	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	60.1	factorOperacionEfectiva:	0.76	factorActualizacionAllnicio:	0.75	MontoTotalInv:	529.9
etapa:	4	Fecha:	04/01/2028	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	58.4	factorOperacionEfectiva:	0.72	factorActualizacionAllnicio:	0.68	MontoTotalInv:	558.7
etapa:	6	Fecha:	05/01/2030	deltaUnidades:	2	MontoporUI:	55.0	factorOperacionEfectiva:	0.63	factorActualizacionAllnicio:	0.56	MontoTotalInv:	597.5
etapa:	8	Fecha:	07/01/2032	deltaUnidades:	4	MontoporUI:	51.8	factorOperacionEfectiva:	0.51	factorActualizacionAllnicio:	0.47	MontoTotalInv:	646.9
etapa:	9	Fecha:	07/01/2033	deltaUnidades:	3	MontoporUI:	50.3	factorOperacionEfectiva:	0.44	factorActualizacionAllnicio:	0.42	MontoTotalInv:	675.3
TecnologÃ-a: Solar_Exp													
etapa:	0	Fecha:	01/01/2024	deltaUnidades:	11	MontoporUI:	38.2	factorOperacionEfectiva:	0.78	factorActualizacionAllnicio:	1.00	MontoTotalInv:	1003.8
etapa:	2	Fecha:	02/01/2026	deltaUnidades:	4	MontoporUI:	36.0	factorOperacionEfectiva:	0.72	factorActualizacionAllnicio:	0.83	MontoTotalInv:	1089.8
etapa:	4	Fecha:	04/01/2028	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	33.9	factorOperacionEfectiva:	0.65	factorActualizacionAllnicio:	0.68	MontoTotalInv:	1104.9
etapa:	6	Fecha:	05/01/2030	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	32.0	factorOperacionEfectiva:	0.57	factorActualizacionAllnicio:	0.56	MontoTotalInv:	1115.1
etapa:	9	Fecha:	07/01/2033	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	29.3	factorOperacionEfectiva:	0.40	factorActualizacionAllnicio:	0.42	MontoTotalInv:	1120.1



j



UI(j)



Co(j)



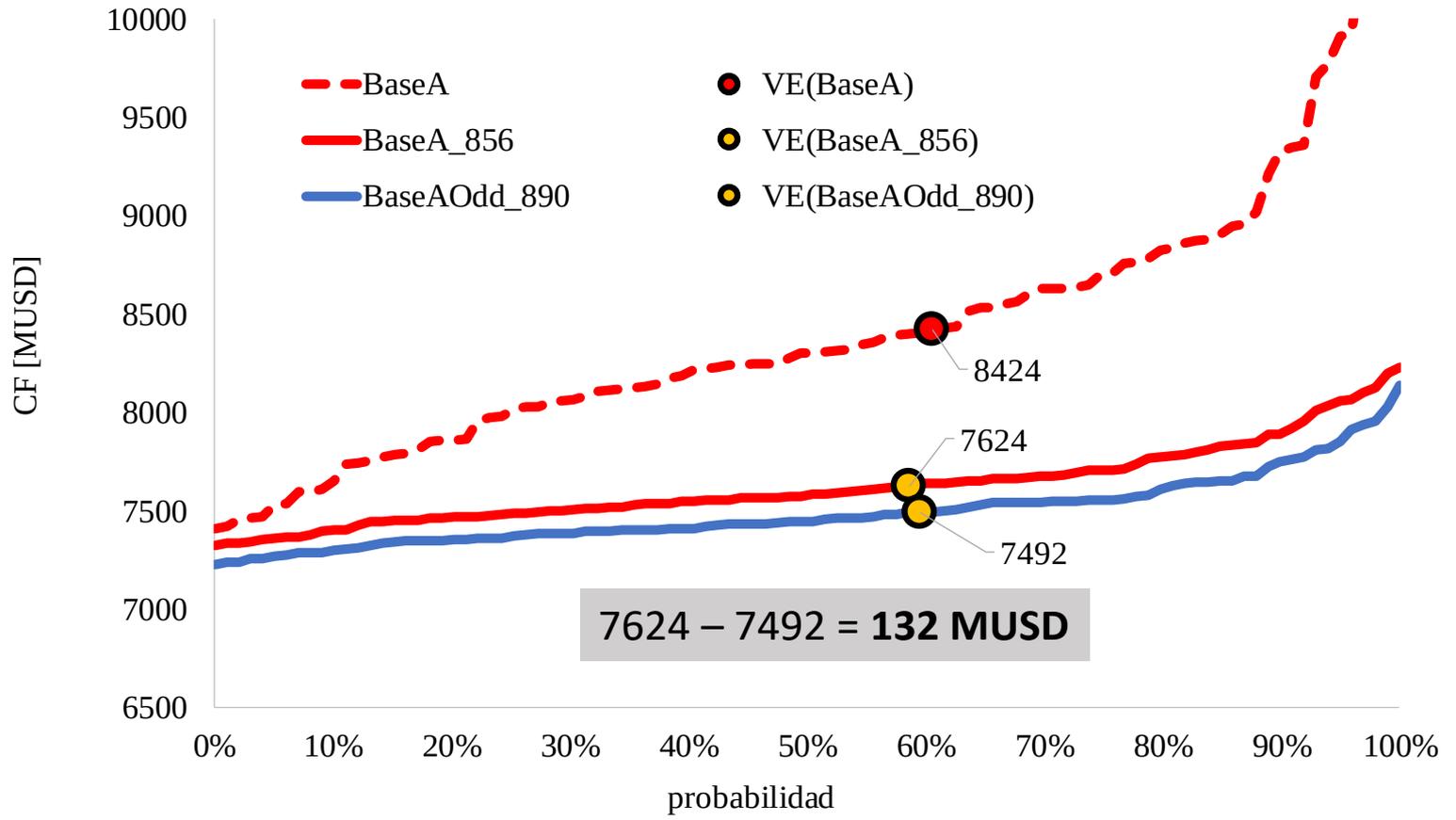
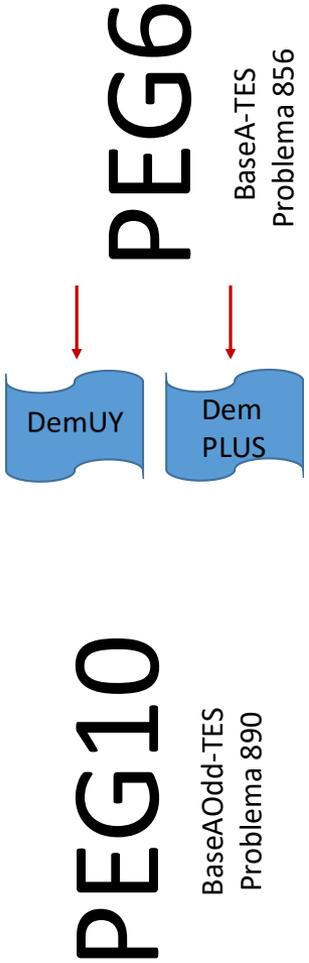
fo(j)



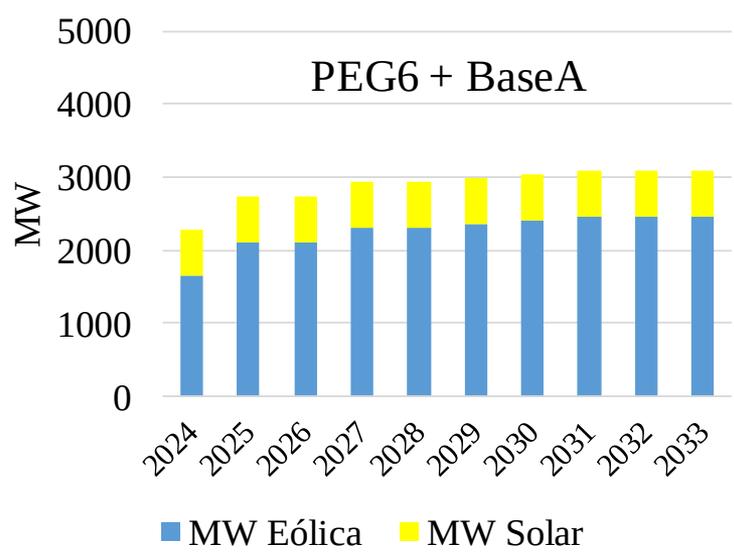
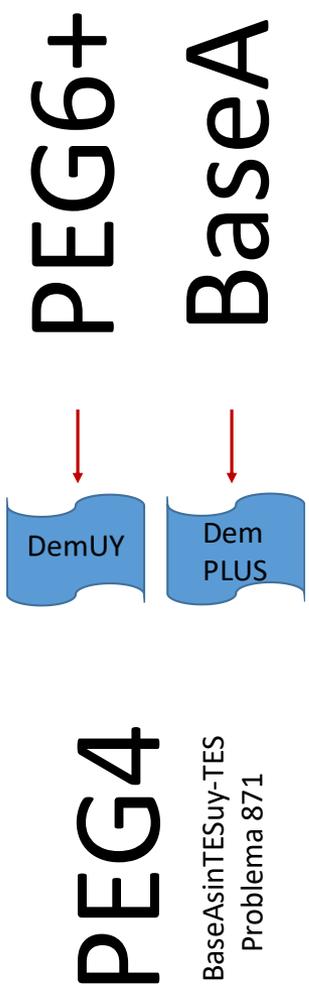
fa(j)=1/(1+a)^j

Monto a sumar en el CFVE = 1120.1 MUSD

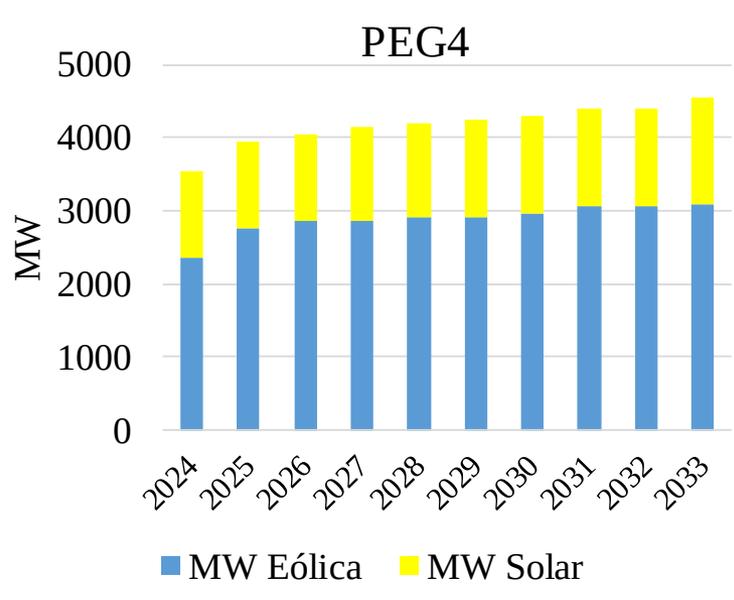
La Demanda manda, el tiempo cuesta...



PEG 4 y PEG 6+BaseA



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m Total
2024	660	132	792
2025	840	132	972
2026	840	132	972
2027	920	132	1052
2028	920	132	1052
2029	940	132	1072
2030	960	132	1092
2031	980	132	1112
2032	980	132	1112
2033	980	132	1112
Prom	940	132	1072
	88%	12%	100%

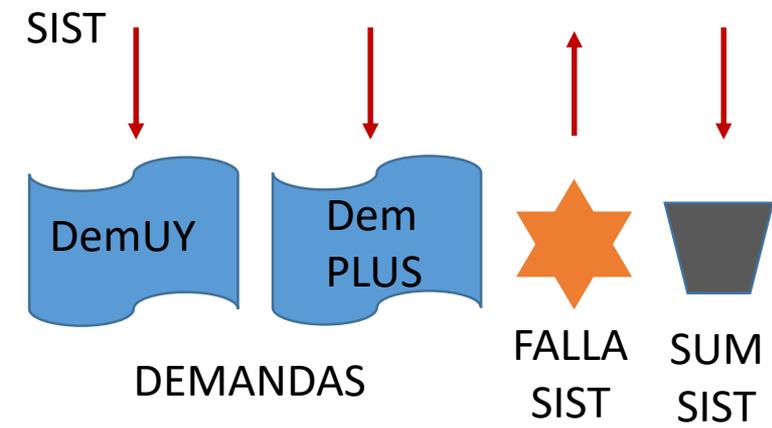
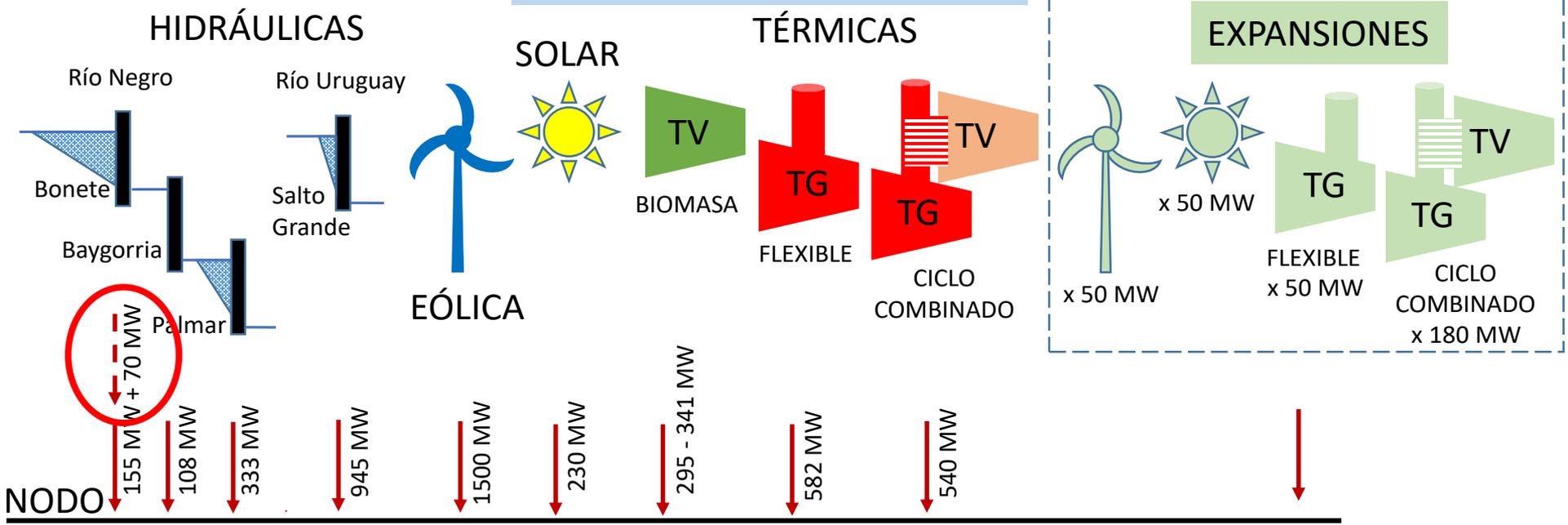


Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m Total
2024	940	252	1192
2025	1100	252	1352
2026	1140	252	1392
2027	1140	273	1413
2028	1160	273	1433
2029	1160	283	1443
2030	1180	284	1464
2031	1220	284	1504
2032	1220	284	1504
2033	1240	304	1544
Prom	1182	279	1462
	81%	19%	100%

1120 MW
 +TGs por 580 MW
 +CC de 540 MW
 +Biomasa de 310 MW con 80% de fd
 250 MW-m
 1322 MW-m
 +TGs por 900 MW

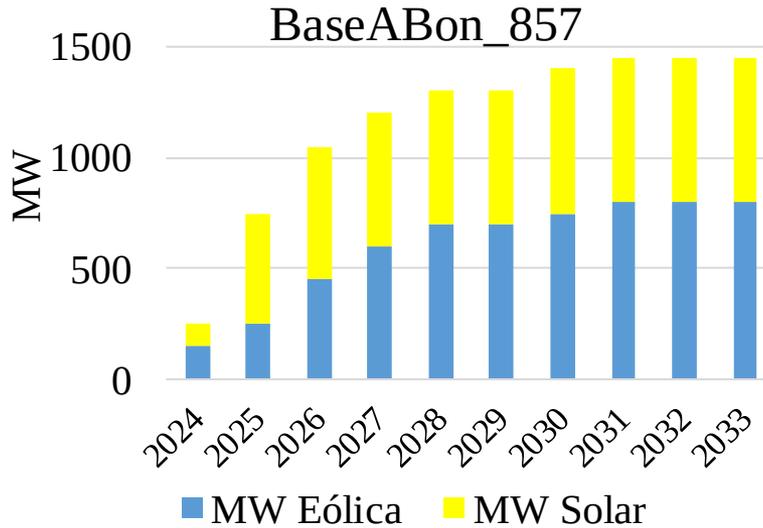
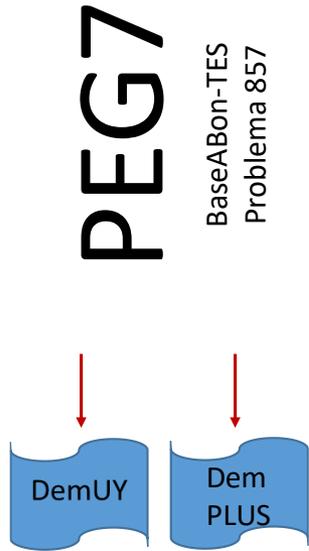
PEG 7: Eólica, Solar y Térmica

Ampliación Bonete en el 2028

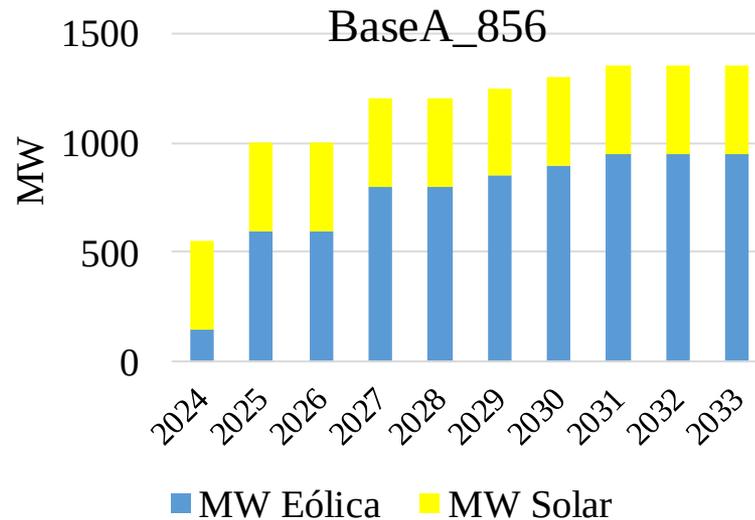


Nombre	--
BaseB	[Icons]
BaseA	[Icons]
BaseBsinTESuy	[Icons]
BaseBsinTESuysinPal	[Icons]
BaseAsinTESuy	[Icons]
BaseAsinESuy	[Icons]
BaseABon	[Icons]
BaseAInd	[Icons]
BaseBInd	[Icons]

Expansiones de Eólica y Solar (1)



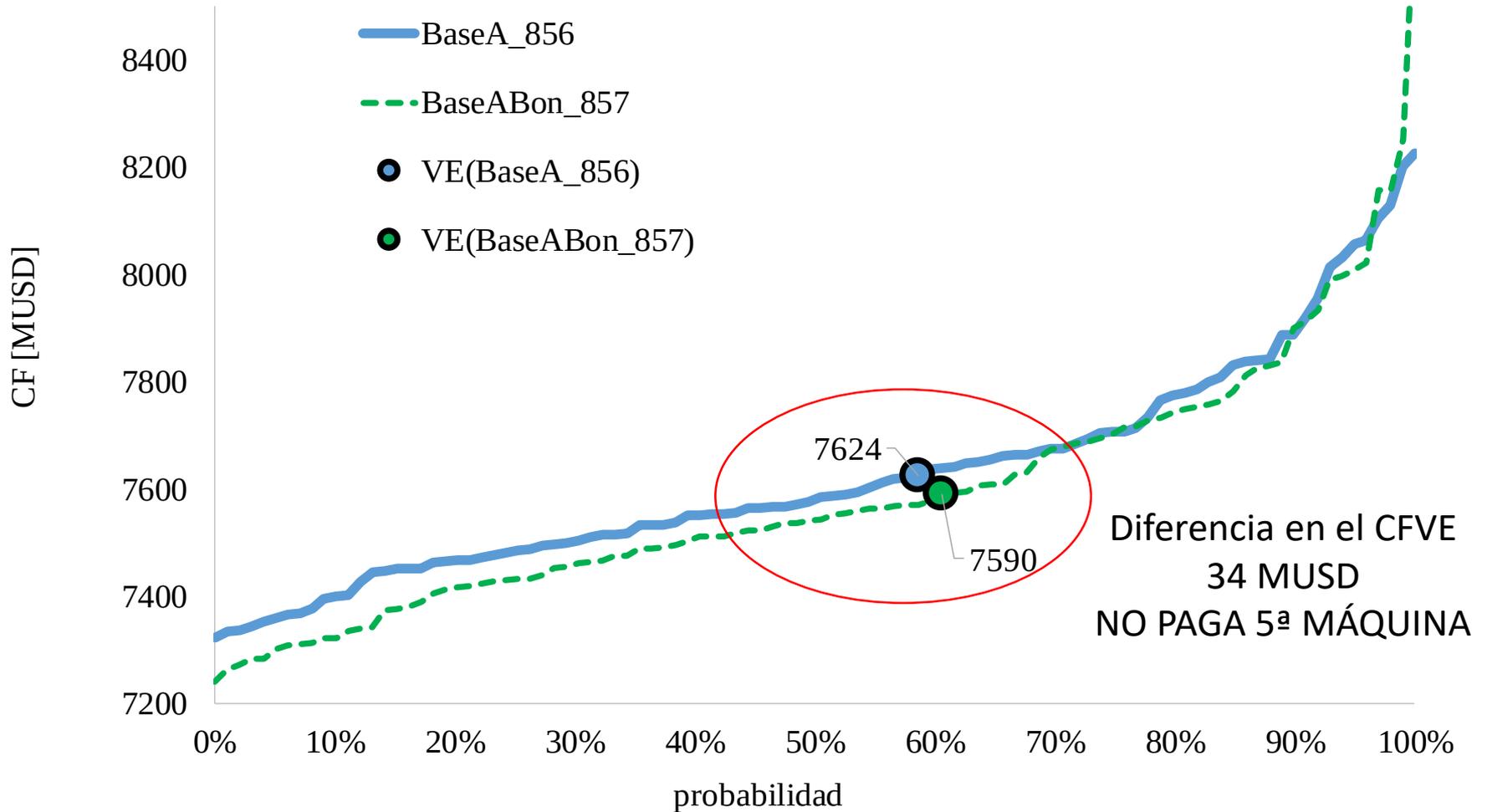
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	21	81
2025	100	105	205
2026	180	126	306
2027	240	126	366
2028	279	126	405
2029	280	126	406
2030	300	137	437
2031	320	137	457
2032	320	137	457
2033	320	137	457
	280	131	411
	68%	32%	100%



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
Prom	340	84	424
	80%	20%	100%

Más potencia para empuntar => mejora la participación de la solar

PEG7: Ampliación de Bonete no se paga...

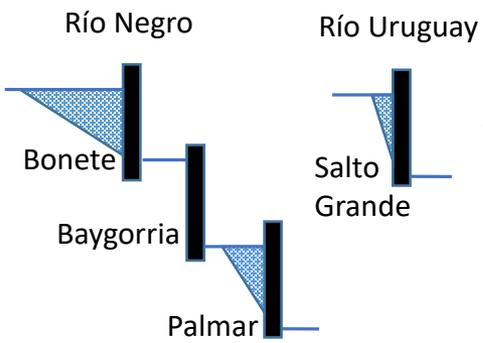


Diferencia en el CFVE
34 MUSD
NO PAGA 5ª MÁQUINA

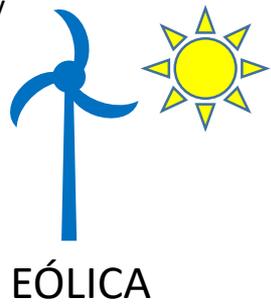
PEG 8: Eólica, Solar y Térmica

INDUSTRIA CON COGENERACIÓN

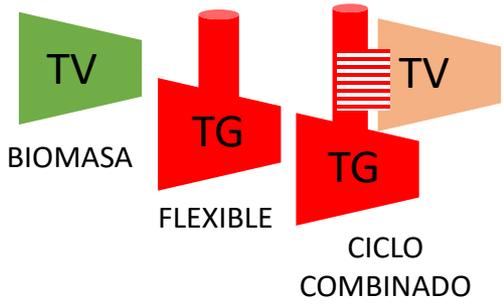
HIDRÁULICAS



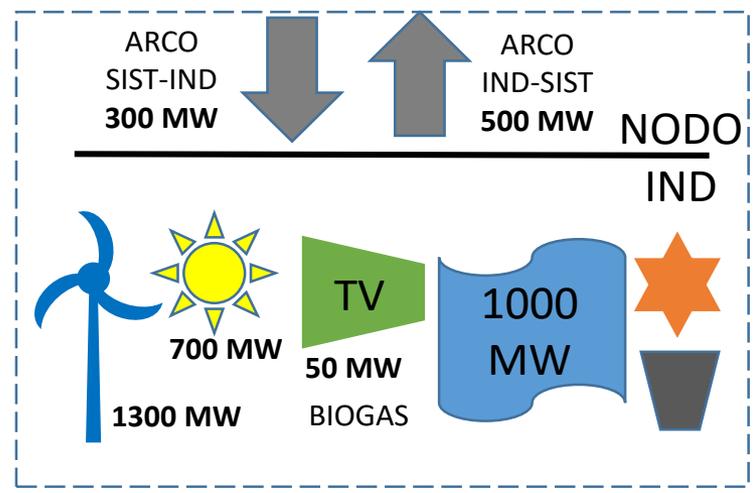
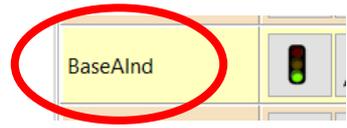
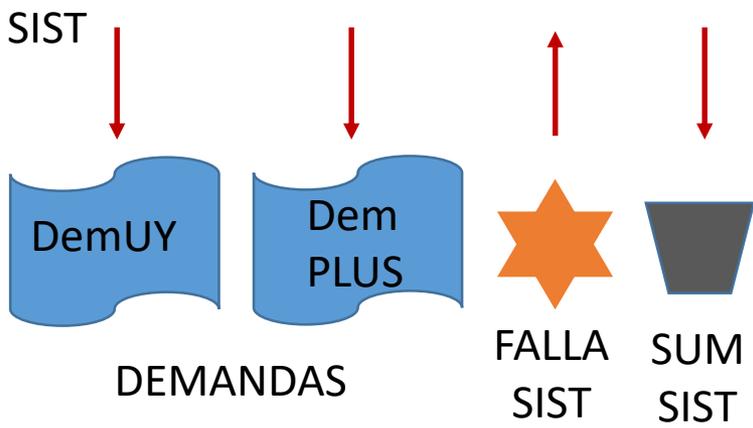
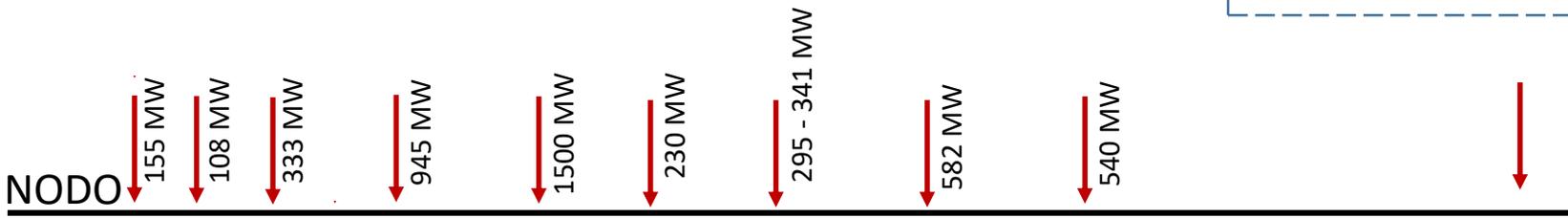
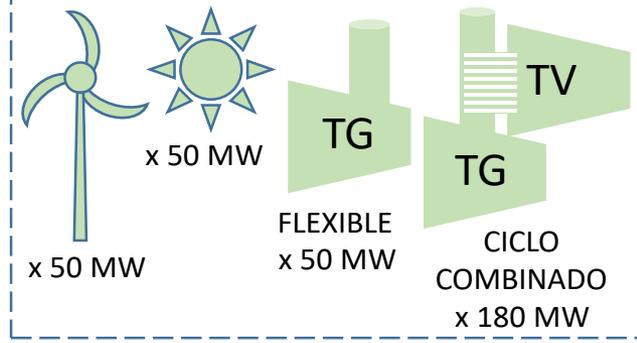
SOLAR



TÉRMICAS

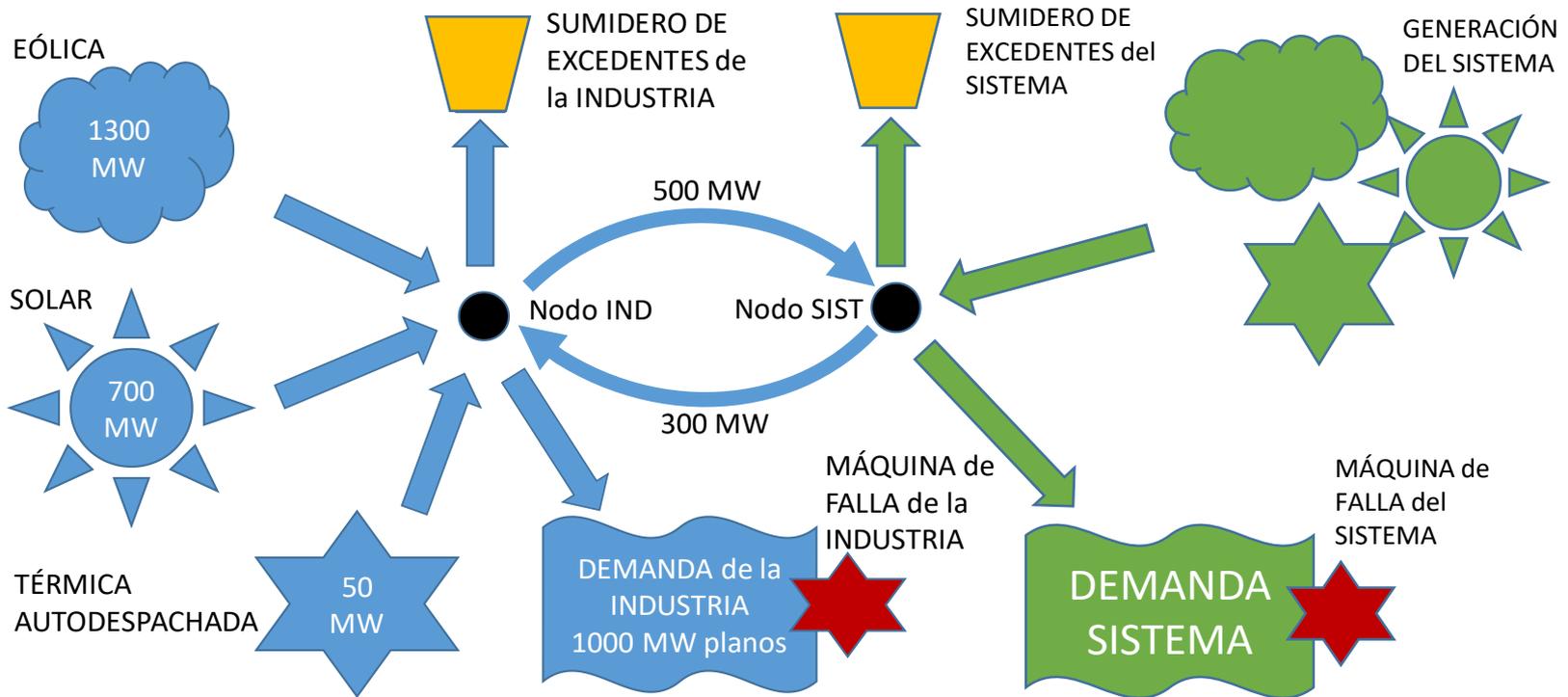


EXPANSIONES



INDUSTRIA COGENERADORA

Sumideros, Costo de Falla y Arcos



Cuando **NO** hay restricciones de los ARCOS se debe cumplir que:

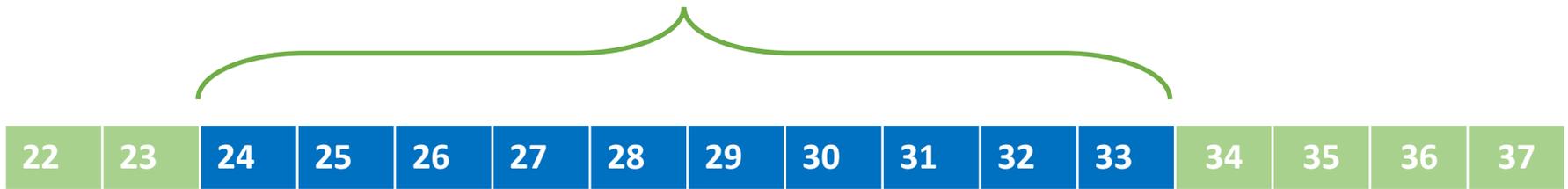
- 1.- EXCEDENTES EN CADA LADO SE QUEDEN EN EL SUMIDERO RESPECTIVO.
- 2.- FALLA EN CADA LADO SE ALIMENTE POR LA MAQUINA DE FALLA RESPECTIVA.

Solución: Igual precio de sumideros y costos de falla; rendimiento 99 % de los ARCOS.

PEG 8 – 2

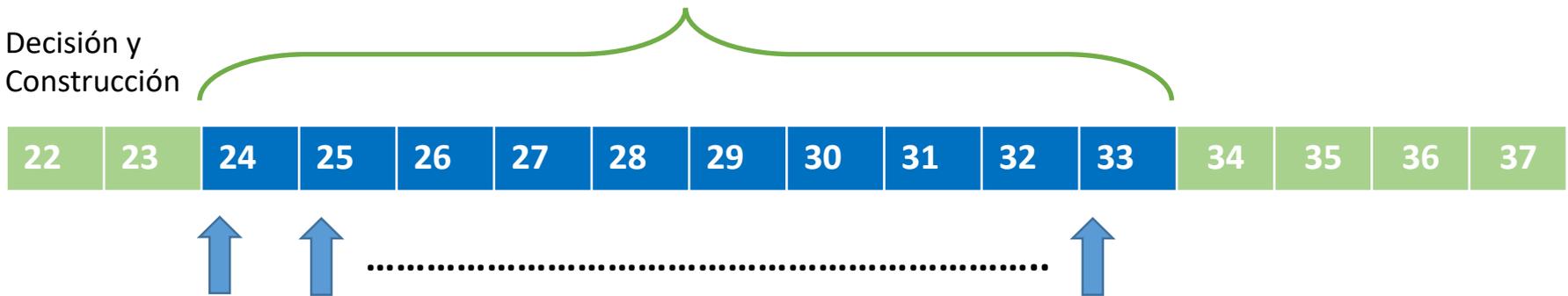
Expansion incremental a la PEG6

PEG6



PEG8 -2

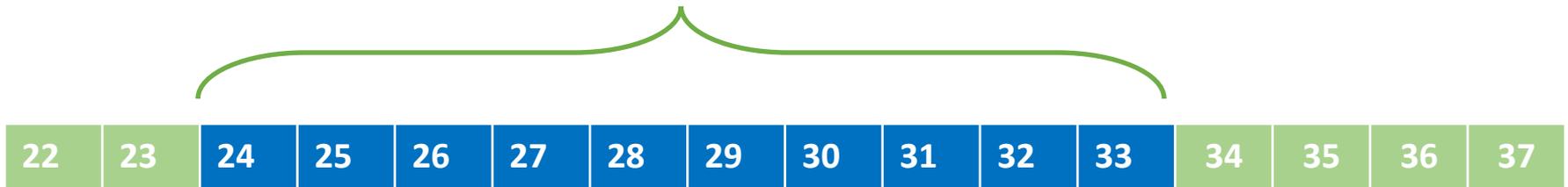
Decisión y
Construcción



PEG 8 – 3

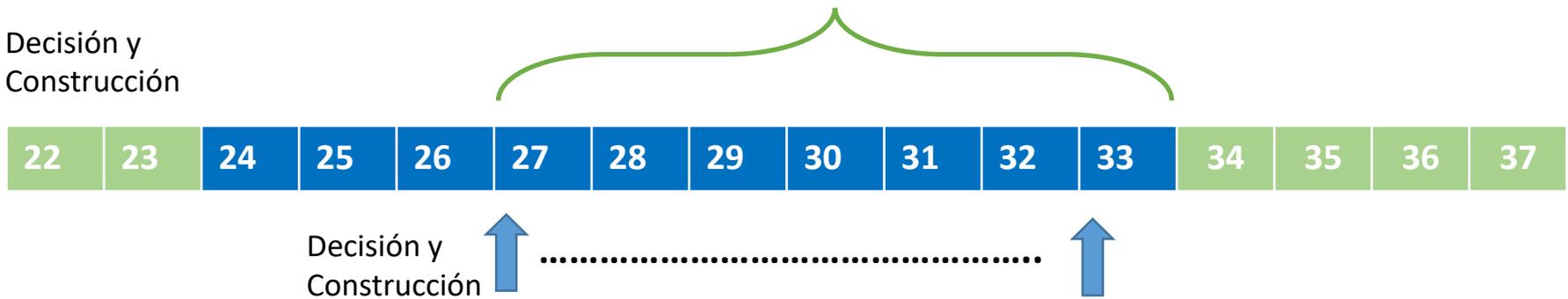
Expansión de la PEG6 del 2027 al 2033

PEG6

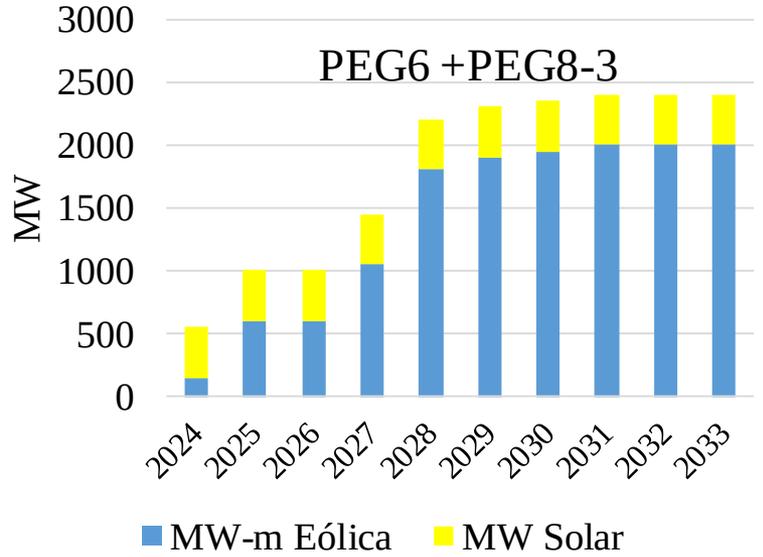
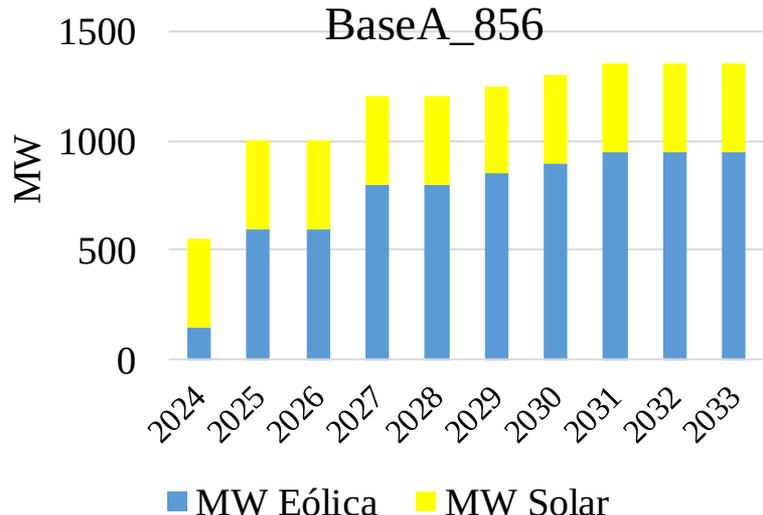
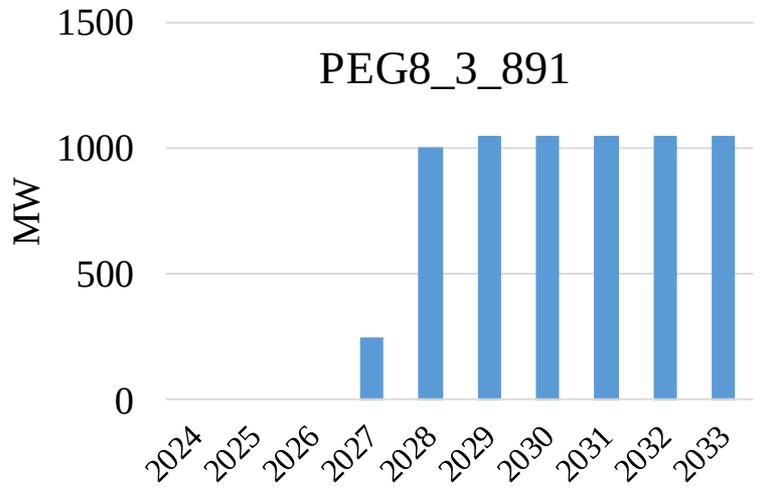
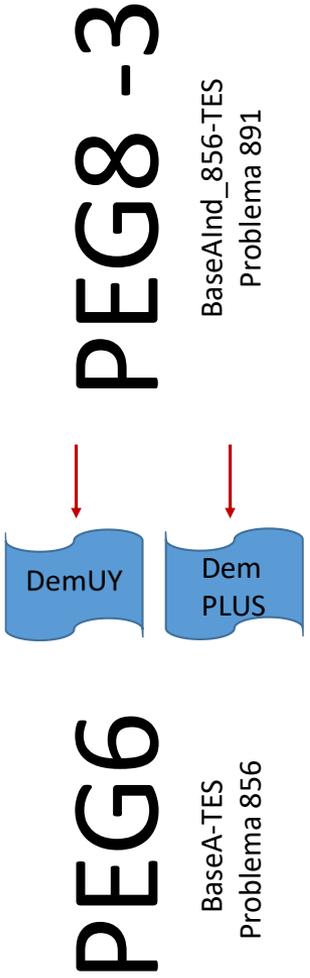


PEG8 -3

Decisión y
Construcción



Expansiones de Eólica y Solar (1)



PEG 8 – 6

Expansion de la PEG6 (2024-2026)

PEG6 (2024-2026)



iii El que se apura ¿pierde? !!!
 Con costos a la baja de las ERNC, conviene planificar todos los años y tomar decisiones todos los años para dentro de dos años....

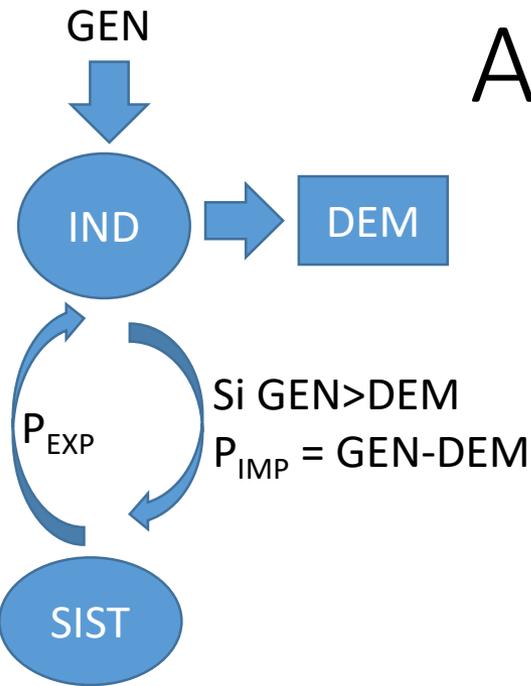
PEG8 -6

Decisión y Construcción



Decisión y Construcción  

Arco-Autoprodutor



Editar "Ind_Sist" Arco_autoprodutor

Nubeseable

Parámetros del Arco

Nombre del Arco:

Nodo de Entrada:

Nodo de Salida:

Fichas

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?	Capa			
Auto	PMáx= 500.0; 500.0;...	NO	0			
31/12/1899	PMáx= 350.0; 350.0;...	NO	826			
01/01/1900	PMáx= 500.0; 500.0;...	NO	729			

Condición (fuente > 0)

Fuente:

Borne:

Condición Hidro

Hidro con Embalse:

cvAgua [USS/Hm3]

Integración al SIN

Integrado al SIN

Valorización Exp/Imp

Al Precio Spot del Nodo del SIN

Al Costo Marginal del Nodo del SIN

Integrado: La FALLA Industrial se considera en el CF(VE).

No Integrado: La FALLA Industrial no se considera en el CF(VE) y se considera la compra-venta del auto productor.

Editar ficha de "Ind_Sist" Arco_autoprodutor

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

Periódica?

Parámetros por poste

Potencia máxima [MW]: Usar fuente potencia máxima Considerar peaje en el despacho

Rendimiento [p.u.]: Fuente: Sumar peaje al CDP

Peaje [USD/MWh]: Borne: Factor para CDP:

Disponibilidad

Factor de disponibilidad [p.u.]: Considerar arco gemelo

Tiempo medio de reparación [h]: Arco gemelo:

Arco Gemelo

Potencia máxima entre los dos arcos [MW]:

Lineas asociadas al arco:

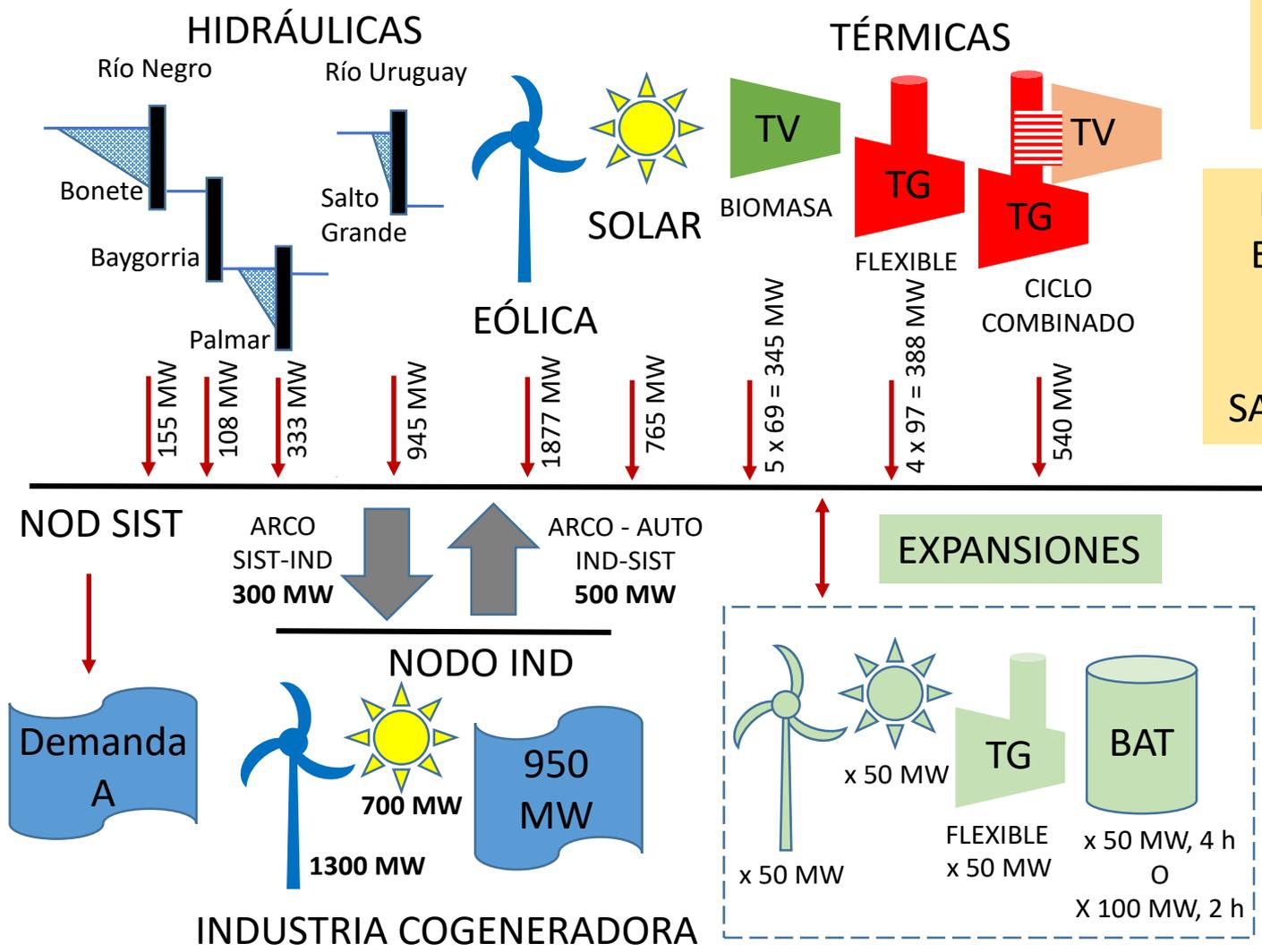
PEG 8 - 7

**EXPANSIÓN
2027 -> 2034**

**DEMANDA ALTA (A)
EXP. PEG34A al 2026**

- 400 Eólica
- 500 Solar

SALEN 2x97 MW de TG



LINK
**PEG34
GEE**

Demanda: 13.850 GWh (1.580 MW-m) in 2027 - 15.560 GWh (1.780 MW-m) in 2034.

PEG 8 – 7

Expansion PEG34A al 2026

12 años de Optimización de la Operación (SimSEE)



8 años de Simulación (SimSEE)



PEG con OffFace



Decisión y
Construcción

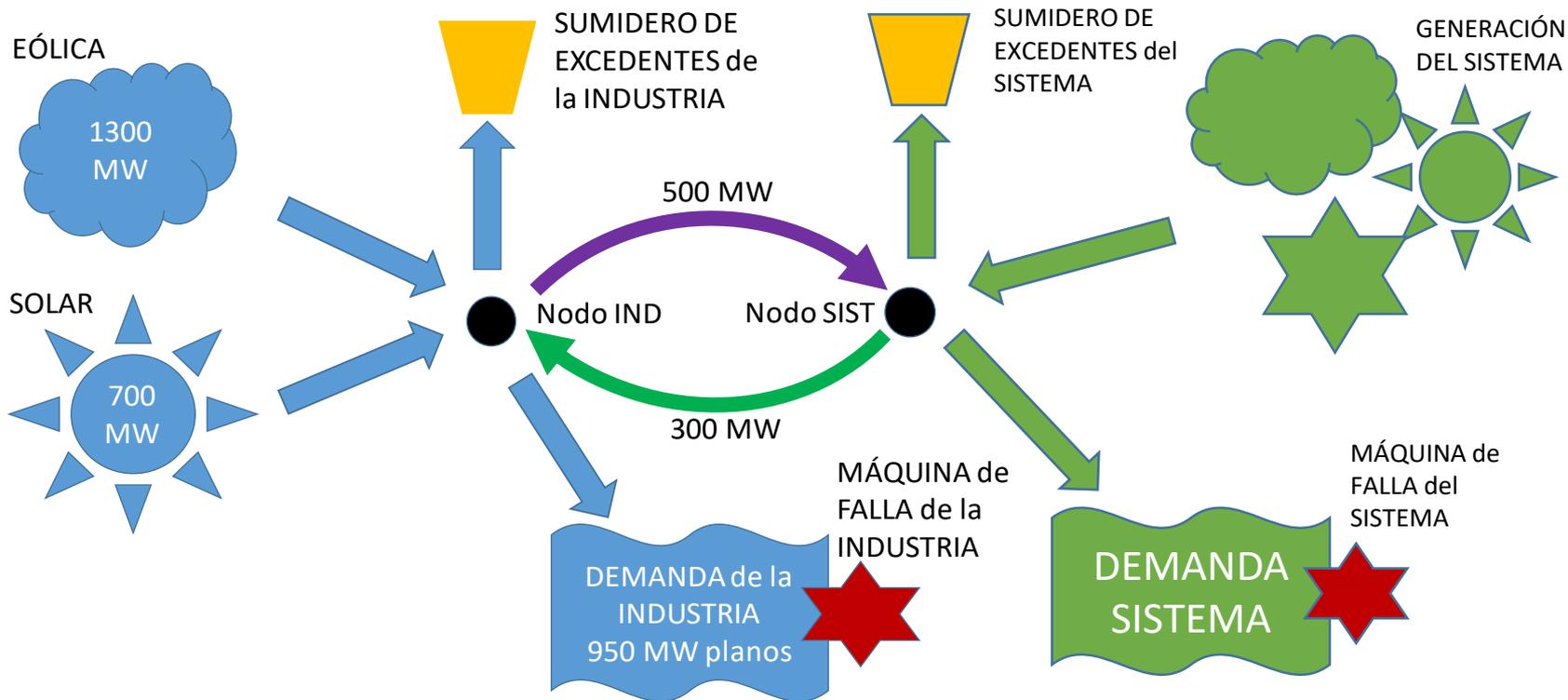


Momentos en que entran las inversiones

Guarda de Optimización
Con Demanda 2034..2038 cte.
Con "Sumar Pagos en CF"



IND: Vende excedentes y compra selectivamente



MODELO

- La INDUSTRIAL prioriza su demanda y solo vende EXCEDENTES.
- La INDUSTRIAL no compra si el precio es MAYOR que cierto valor (por ejemplo 40 USD/MWh).
- La FALLA de la INDUSTRIA se **INTEGRA** o no al Despacho económico del Sistema.

Inversiones en Expansiones de ERNC, TG y BAT

SIN INDUSTRIA

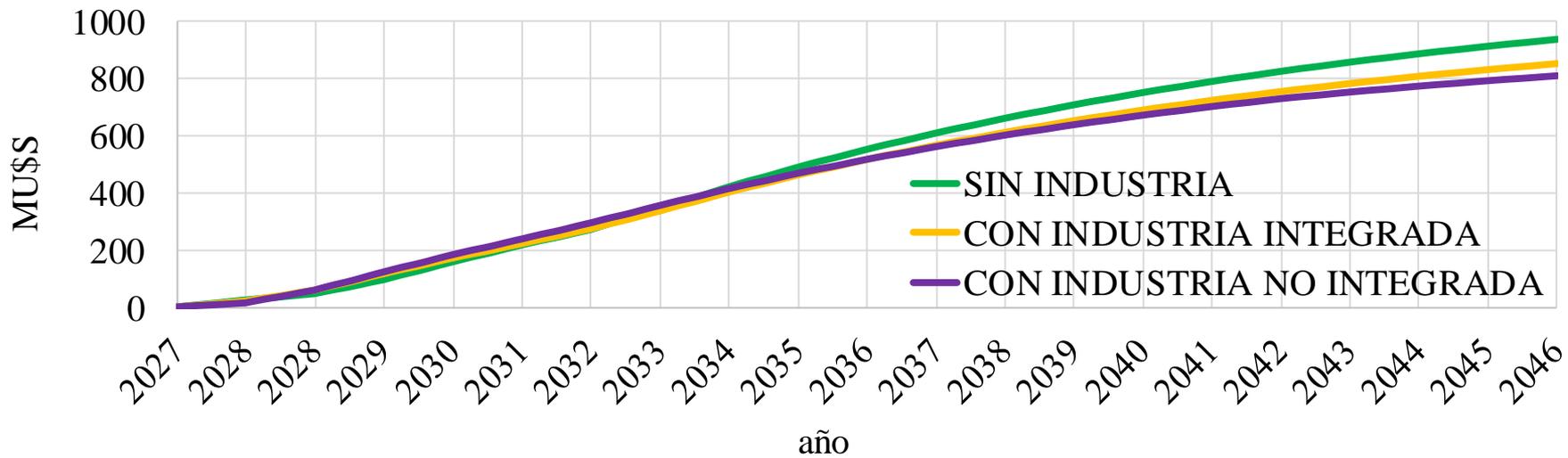
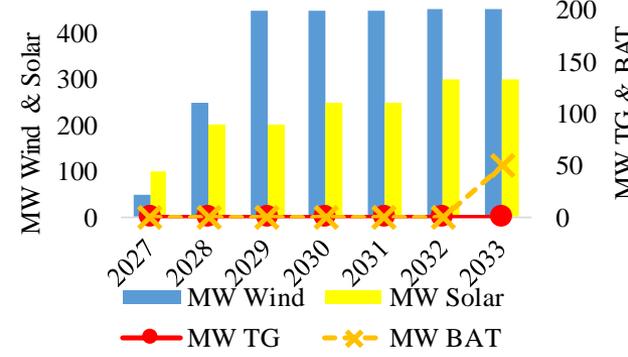
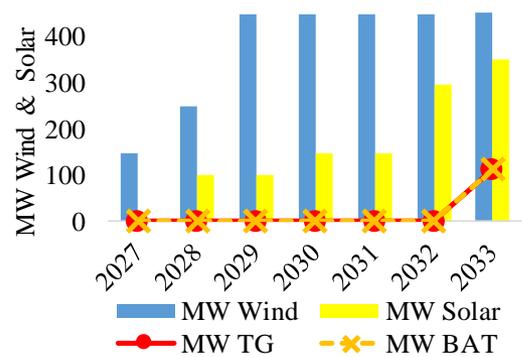
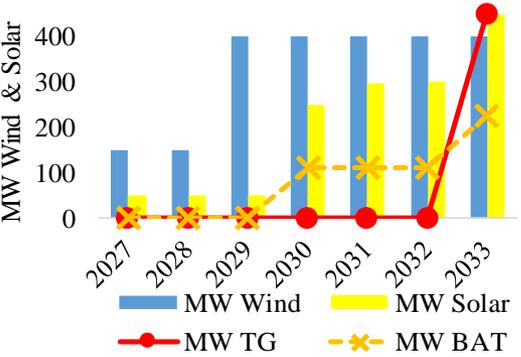
CON INDUSTRIA INTEGRADA

CON INDUSTRIA NO INTEGRADA

WSTB4h80%-S

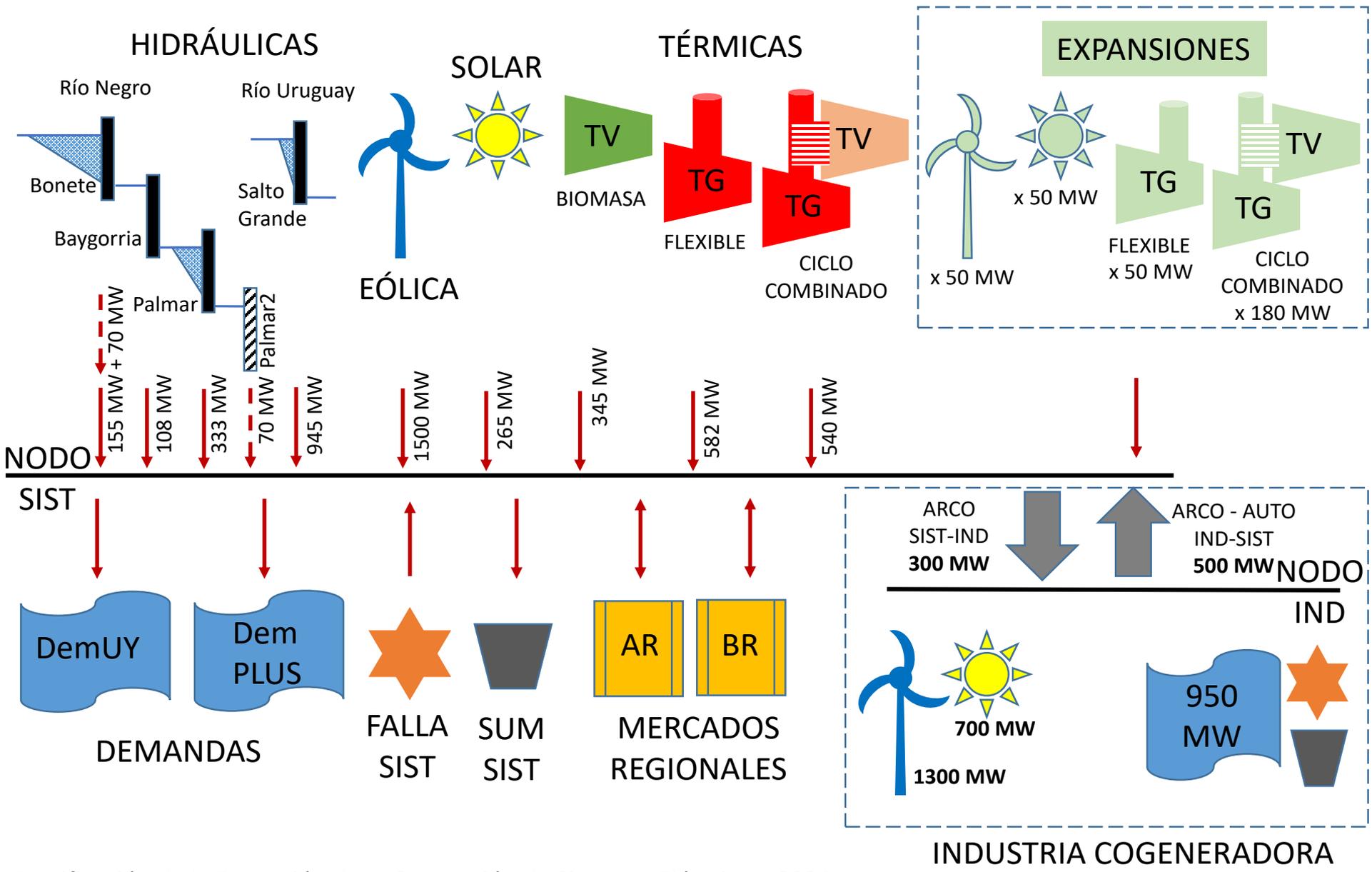
WSTB4h80%-C-I

WSTB4h80%-C-NI



Trabajos del Curso 2024

Sala SimSEE BORRADOR @ año 2025



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 2035..2039 cte.
Con "Sumar Pagos en CF"

Trabajos por Grupo

Sala SimSEE
BORRADOR

Tecnologías de Expansión

Los números (xxy) indican el NID del Problema OddFace

Escenario	S	Tg-CC	E-S-Tg	E-S	Descripción del Escenario
BaseB	EJ-8 (xxE8)	-	-	G-3 PEG5 (xx5)	Hidráulica, Eólica, Solar, Térmicas y Biomásas de UY 2025 (SG, Bon, Bay, Pal, CC, TGs, Bio, UPM2, etc.). Sin la demanda Plus.
BaseA	-	-	-	PEG6 (xx6)	BaseB + con la Demanda Plus.
BaseBsinTESuy	-	G-1 PEG2 (xx2)	PEG3 (xx3)	-	BaseB sacando las Térmicas, Eólica y Solares de UY 2025. En suma solo las Hidráulicas de UY 2025 (SG, Bon, Bay, Pal).
BaseBsinTESuysinPal	-	PEG1 (xx1)	-	G-2	BaseBsinTESuy + sacando Palmar.
BaseAsinTESuy	-	-	PEG4 (xx4)	-	BaseA sacando las Térmicas, Eólica y Solares de UY 2025. En suma solo las Hidráulicas de UY 2025 (SG, Bon, Bay, Pal).
BaseBInd40	-	-	-	PEG8 (xx8)	BaseB + Proyecto Industrial en el 2028 con Opt. Integrada.
	-	-	G-6	PEG12 (xx12)	BaseB + Proyecto Industrial en el 2028 con Opt. No Integrada.
BaseABon	-	-	-	PEG7 (xx7)	BaseA + ampliación de Bonete en el 2028.
BaseA81	-	-	G-5	PEG9 (xx9)	BaseA y se sube la cota de penalización de Bonete a 81 m.
BaseBOdd	-	-	-	PEG11 (xx11)	BaseB con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.
BaseAOdd	-	-	G-4	PEG10 (xx10)	BaseA con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.

<https://iie.fing.edu.uy/~gcp/PEGs2024/>

Revisión previa de cada GRUPO

Todos los grupos van a usar OddFace usando como base la misma Sala (PEG2025.ese). La primer tarea de cada grupo es revisar de la Sala BORRADOR los temas marcados y deberán proponer los cambios que luego se van a incorporar en la Sala DEFINITIVA

G	PEGS	Título	Tareas previas
1	1-2	¿Fue buena decisión construir la represa de Palmar?	Demandas
2	3- 4	¿Si hoy tuviésemos solo el sistema hidráulico de fines de los 80 qué instalaríamos?	Equivalente Térmico de Biomosas y TG
3	5-6	Expansiones Decenales de Uruguay (2026-2035) con costos constantes de las ERNC.	Valores de FALLA
4	10-11	Expansiones Decenales de Uruguay (2026-2035) con depreciación de costos de las ERNC.	Disponibilidad de Hidráulicas
5	7- 9	Bonete: Factibilidades de una 5ª máquina y de aumentar de 80 a 81 m la cota máxima de operación.	Paramétrica del Petróleo
6	8-12	Expansión Decenal de Uruguay (2026-2035) si se instala un gran Auto Consumidor Interrumpible.	cv de las TG y CC.

ADME - Programación Estacional mayo - octubre 2024

Informe ([Aquí](#)) - Sala de paso semanal para simulaciones rápidas ([Aquí](#))

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
 - Modelo tendencial a Referencia EIA: 78 USD/bbl@2033

DE = Demanda Estructural

1.387 MW-m + 45 MW planos en 2024

1.672 MW-m + 45 MW planos en 2034

DAP = Demanda Plana Adicional

55 MW en 2024 y 105 MW en 2025

- Eólica y Solar (E y S)
 - Eólica PP de 40 USD/MWh-d
 - Solar PP de 50 USD/MWh-d
 - Caso sin tendencia a la baja
 - Factores de planta de 41 y 22 % respectivamente.

Reducción de
3% anual

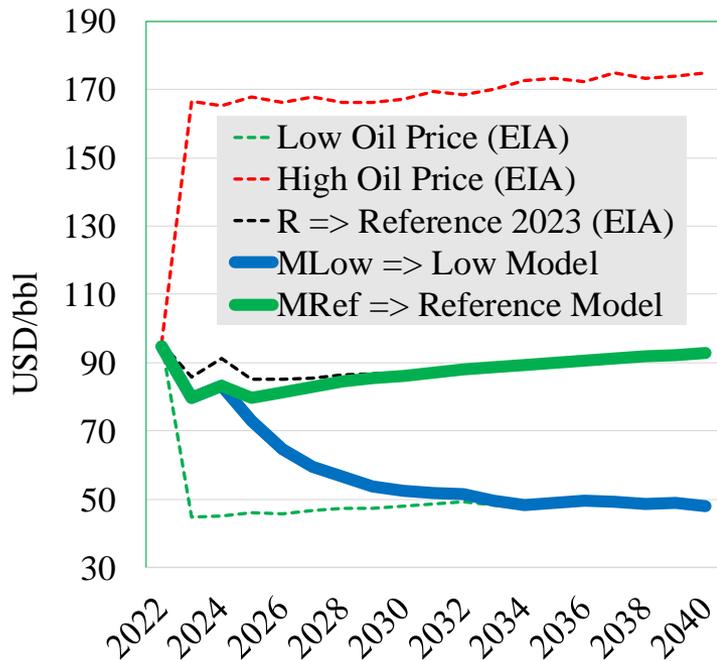
Para la PEG11 y PEG10 se pone CAPA 633 para anular el PP de la Sala y se ponen en el OddFace los valores de Inversión con una atenuación de precios de 3% anual.

Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

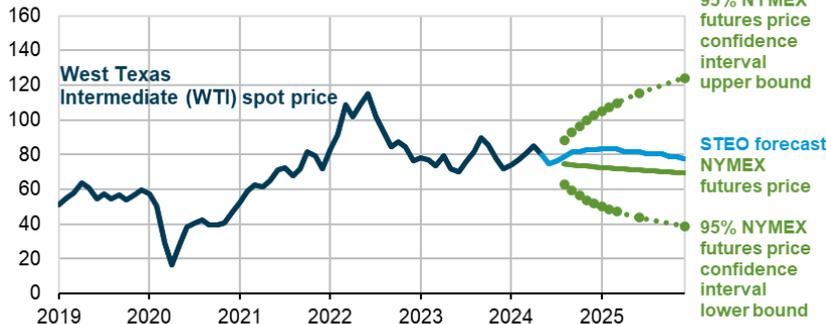
- Capa 0: El petróleo indexa el 75 de los cv de las térmicas.
- Capa 1: El índice del petrleo no afecta los cv térmicos las térmicas.
- **Capa 2:** El índice del petrleo afecta el 100% de los cv térmicos las térmicas.
- **Capa 0:** Índice de petroleo Referencia EIA.
- Capa 6635: Índice de petroleo Low 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 o 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 105 MW planos.
- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.
- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.
- **Capa 246:** TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 en UY 2025. Eq. total 5 x 69 MW.
- **Capa 1500:** Actor Eolica con 1477 MW en UY al 2025.
- **Capa 230:** Actor Solar con 265 MW en UY 2025.
- **Capa 540:** Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW en UY 2025.
- **Capa 582:** Actor TerFlexTG con 6 x 98 MW de TGs en UY 2025.
- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.
- **Capa 0/15: Con/Sin Derating Térmico de Bio, TGs y CC.**
- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.
- Capa 2028: Bonete agrega una turbina adicional de 71.3 MW.
- Capex de Bat de 4 h de 400 USD/MWh y OPEX de 4 USD/kW/año. Capa 0 CAPEX 100%, Capa CAPEX 800 80 % y Capa 400 CAPEX 40 %.

Modelado del WTI – Junio 2024



West Texas Intermediate (WTI) crude oil price and NYMEX confidence intervals dollars per barrel



Data source: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, June 2024, CME Group, Bloomberg, L.P., and Refinitiv an LSEG Business

Note: Confidence interval derived from options market information for the five trading days ending June 6, 2024. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.



Año	Low Oil Price (EIA)	High Oil Price (EIA)	R => Reference 2023 (EIA)	MRef => Reference Model	fuentes ipetroleo MRef	cvTG @ 100% ajuste MRef	cvCC @ 100% ajuste MRef	MLow => Low Model	fuentes ipetroleo Mlow	cvTG @ 100% ajuste Mlow	cvCC @ 100% ajuste Mlow
2022	95.9	95.9	95.9	94.9	1.90	277	192	94.9	1.90	277	192
2023	44.7	166.7	85.8	77.6	1.55	228	158	77.6	1.55	228	158
2024	45.0	165.2	91.2	79.7	1.59	234	162	79.7	1.59	234	162
2025	46.2	167.9	85.2	80.9	1.62	237	165	80.9	1.62	237	165
2026	45.7	166.3	85.3	82.2	1.64	241	167	70.0	1.40	207	143
2027	46.5	168.0	85.5	83.4	1.67	245	169	63.5	1.27	188	131
2028	47.3	166.4	86.3	84.8	1.70	248	172	59.2	1.18	176	122
2029	47.4	166.3	86.7	85.7	1.71	251	174	55.8	1.12	166	115
2030	48.0	167.3	87.2	86.5	1.73	253	175	53.8	1.08	161	111
2031	48.6	169.4	87.7	87.2	1.74	255	177	52.7	1.05	158	109
2032	49.2	168.4	88.5	88.2	1.76	258	179	52.1	1.04	156	108
2033	48.1	170.0	88.9	88.7	1.77	260	180	50.1	1.00	150	104
2034	47.2	172.8	89.6	89.4	1.79	262	181	48.6	0.97	146	101
2035	48.2	173.2	90.0	89.9	1.80	263	182	49.2	0.98	148	102
2036	49.0	172.5	90.8	90.7	1.81	265	184	49.7	0.99	149	103
2037	49.0	175.0	91.4	91.4	1.83	267	185	49.4	0.99	148	103
2038	48.4	173.2	91.8	91.8	1.84	268	186	48.7	0.97	146	101
2039	48.6	174.1	92.3	92.3	1.85	270	187	48.8	0.98	147	102
2040	47.9	174.9	92.8	92.7	1.85	271	188	48.0	0.96	144	100

“Knowledge itself is power” Francis Bacon (1597)



Knowledge Is Power

IMAGINE A WORLD IN WHICH WIND ENERGY IS DISPATCHABLE, following a set point from the system operator just like other power plants. Is this a future dream that will only happen with massive storage or other breakthroughs? No, not at all—it is happening now in major parts of North America and Europe. The implementation is straightforward with the right wind forecasts for the dispatch process, and in turn this creates more market participation and higher value for forecasts in other time frames.

Efficiently
Integrating
Wind
Energy
and Wind
Forecasts