

# Planificación de Inversiones con OddFace

## Caso de estudio: SimLand

---

Actualización y Posgrado



SimSEE



UNIVERSIDAD  
DE LA REPÚBLICA  
URUGUAY

---

Primer Semestre 2020

Docentes:

Rubén Chaer  
Ximena Caporale

Tutor:

Gonzalo Casaravilla

Enzo Baratella

Nicolás Cáceres  
Lucas Narbondo  
Cedric Zoppolo

---

<b>Introducción</b>	<b>4</b>
<b>Objetivo</b>	<b>4</b>
<b>Ambiente de desarrollo</b>	<b>4</b>
<b>Planteo del problema</b>	<b>5</b>
Primera etapa (pasado)	5
Segunda etapa (futuro)	6
<b>Hipótesis de trabajo</b>	<b>6</b>
<b>Metodología de trabajo</b>	<b>6</b>
Red Eléctrica	7
Actor Demanda	7
Actor Generación eólica	8
Actor Generación térmica básica	10
Actor hidroeléctrica con embalse	13
Banco de Baterías	15
Actores Sumideros:	16
Resumen salas base:	16
Primera sala Base:	16
Segunda sala Base:	17
Optimizaciones en Oddface:	20
<b>Resultados</b>	<b>20</b>
Primera sala Base, preparada para expansión con arco_embalse	20
Segunda sala Base, prevista con arco_embalse desde el inicio del período	20
Primer Período - Problema 252 NID 16798	21
Convergencia OddFace	21
Generación por Fuente Anual y Semanal	22
Costo Marginal	23
Cantidad de Generadores en el Sistema	23
Costo Futuro	24
Segundo Período - Problema 277 NID 13710	25
Convergencia OddFace	25
Generación por Fuente Anual y Semanal	26
Costo Marginal	27
Cantidad de Generadores en el Sistema	27
Costo Futuro	29
Período completo	30

---

Generación por Fuente Anual y Semanal	30
Potencia del arco	31
Costo Marginal	31
<b>Conclusiones</b>	<b>32</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>33</b>
<b>Anexos</b>	<b>34</b>
Anexo I - equipos operativos al 31 de diciembre	34
Problemas donde el arco_embalse lo debe instalar OddFace	34
Problemas donde el arco_embalse está instalado desde el inicio	35

# Introducción

El presente trabajo está realizado en el marco del curso de posgrado y actualización [SimSEE](#)<sup>1</sup> dictado en el [Instituto de Ingeniería Eléctrica](#)<sup>2</sup> de la [Facultad de Ingeniería](#)<sup>3</sup> de la [Universidad de la República](#)<sup>4</sup>, Uruguay.

[SimSEE](#)<sup>5</sup> es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. Como tal, permite crear simuladores a medida de un sistema de generación, para su aplicación tanto en el largo plazo (Planificación de Inversiones) como en el corto plazo (Operación del Sistema y Simulación del Mercado).

En el presente proyecto se realizó una planificación de inversiones a partir del análisis de un sistema eléctrico similar al uruguayo, en menor escala, denominado “**SimLand**”, el cual será descrito con mayor detalle en las próximas secciones.

## Objetivo

El objetivo principal de este trabajo es la ejercitación de la habilidades adquiridas durante el curso en el uso de la plataforma **SimSEE** y sus diversas herramientas.

En nuestro caso, nos centraremos en el uso del OddFace y el estudio del comportamiento del mismo frente a la instalación del actor Batería.

## Ambiente de desarrollo

Se trabajó con la plataforma **SimSEE**<sup>6</sup>, desarrollado por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

Se utilizaron en el presente proyecto las herramientas **SimSEEdit** para la creación de salas que fueron utilizadas luego por el programa **OddFace** para analizar la planificación de inversiones a largo plazo, expandiendo con diversos actores de generación. Y finalmente se utilizó el programa **SimRes3** para la visualización de los resultados.

---

<sup>1</sup> <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=601>

<sup>2</sup> <https://iie.fing.edu.uy/>

<sup>3</sup> <https://www.fing.edu.uy/>

<sup>4</sup> <http://udelar.edu.uy/>

<sup>5</sup> <https://simsee.org/>

<sup>6</sup> SimSEE versión v\_iie33.205 (GPLv3, IIE-FING)

## Planteo del problema

La cátedra presenta un sistema ficticio llamado “SimLand” el que al año 2020 consta de:

- Una demanda de 2200 GWh
- Un crecimiento de demanda de 3,5% interanual.
- Cinco generadores térmicos simples “TG” de 50MW de potencia cada uno.
  - Con un costo variable de operación de 100 USD/MWh.
  - Con un pago por disponibilidad correspondiente a equipos nuevos de 15 USD/MWh.
- Una central hidráulica con embalse y 5 unidades generadoras de 50MW cada una.

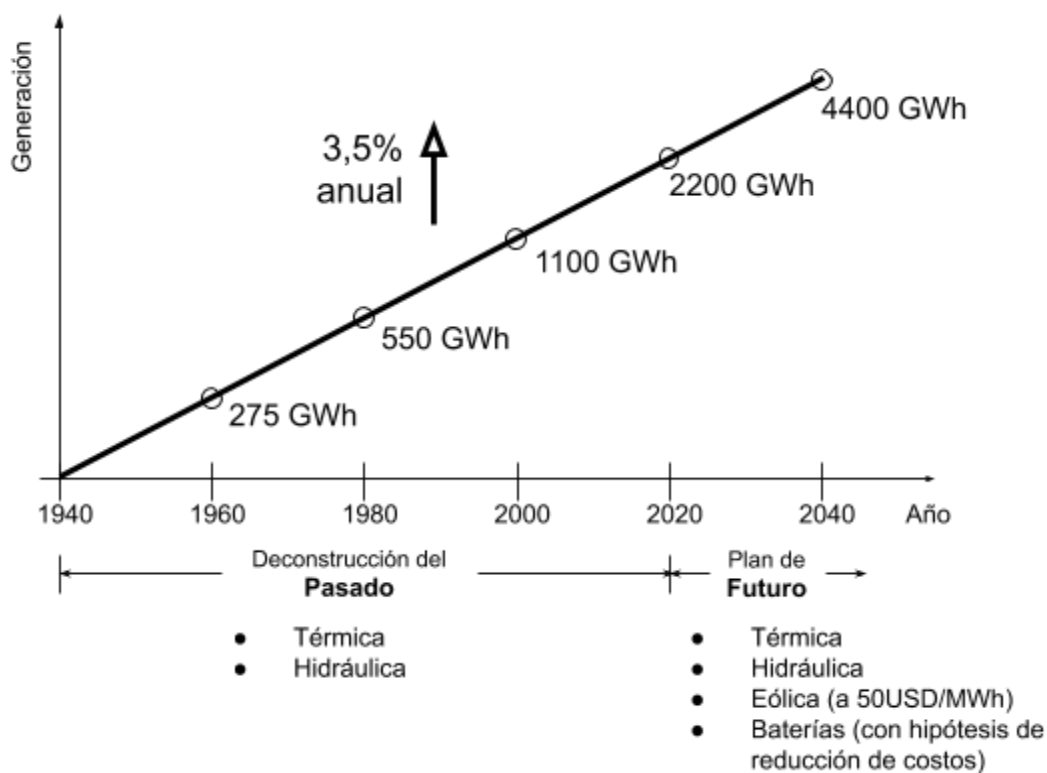


Figura 1. Propuestas dadas por la cátedra para el proyecto SimLand.

El problema a desarrollar se plantea en dos etapas:

### Primera etapa (pasado)

La primera etapa consiste en simular la planificación de inversiones entre los años 1960 y 2020. Reconstruyendo, de esta manera, el pasado de SimLand que llevó a la situación base del año 2020. Para esta reconstrucción la cátedra plantea estudiar una configuración de la sala que permita separar la construcción del embalse de la instalación de las turbinas para que OddFace evalúe cuando es el momento óptimo para instalar cada una de ellas. Dejando abastecida la demanda inicial del período solo con generación térmica.

---

## Segunda etapa (futuro)

En la segunda etapa se desarrolla la expansión entre año 2020 y 2040, la que se realizará mediante la instalación de parques eólicos, máquinas térmicas y bancos de baterías. Siendo de especial interés observar el comportamiento del OddFace respecto al actor Baterías.

La sala de partida para al año 2020 será la que el OddFace determine como óptima en la etapa anterior.

## Hipótesis de trabajo

Se tomaron en consideración las siguientes hipótesis de trabajo para el modelado de las salas SimSEE a la hora de planificar con el OddFace ambas etapas.

Las series históricas utilizadas de precio de petróleo no afectan las decisiones de instalación que se hubieran tomado en el pasado, planificando desde ese momento con la información de ese entonces.

Los costos de equipos, operación y mantenimiento se mantienen constantes a lo largo del período optimizado, 1960 - 2040 (salvo en el caso que se trabaje en OddFace una curva de caída de inversión en algún actor en especial). Esto es para poder trabajar con un único valor de pago por disponibilidad y no tener que ajustarlo manualmente en fracciones de períodos.

Los costos de equipos, operación y mantenimiento extraídos de las publicaciones mencionadas en el presente trabajo fueron tomadas como válidas y aplicables el problema.

## Metodología de trabajo

En base a las hipótesis de trabajo mencionadas y al problema planteado, se procedió a crear una sala base en el programa SimSEEEedit con la siguiente estructura (Figura 2):

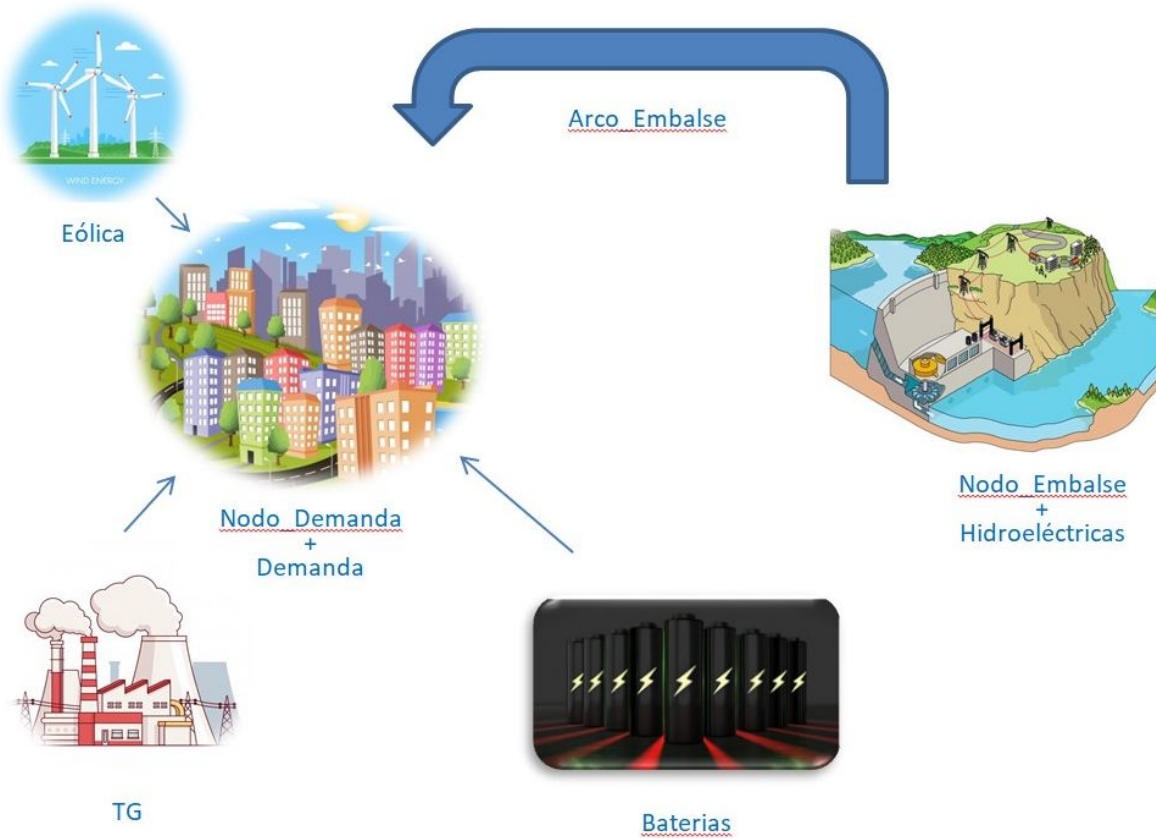


Figura 2. Estructura de la sala base.

## Red Eléctrica

Configuramos una red eléctrica constituida por los actores:

- `Nodo_demanda`
- `Nodo_embalse`
- `Arco_embalse` limitado a 250 MW (se describe con más detalle su función en el actor Hidroeléctrica con embalse).

## Actor Demanda

Este actor se conecta al nodo "Nodo\_demanda".

Se modeló la demanda como una curva de crecimiento constante de un 3.5% interanual que contiene la demanda de 2200GWh para el año 2020. En base a estas condiciones se reconstruye el pasado hasta el año 1960, donde la demanda calculada fue de 275GWh. Y se construye el futuro hasta el año 2040, donde la demanda alcanza los 4400 GWh como se ve en la Figura 3.

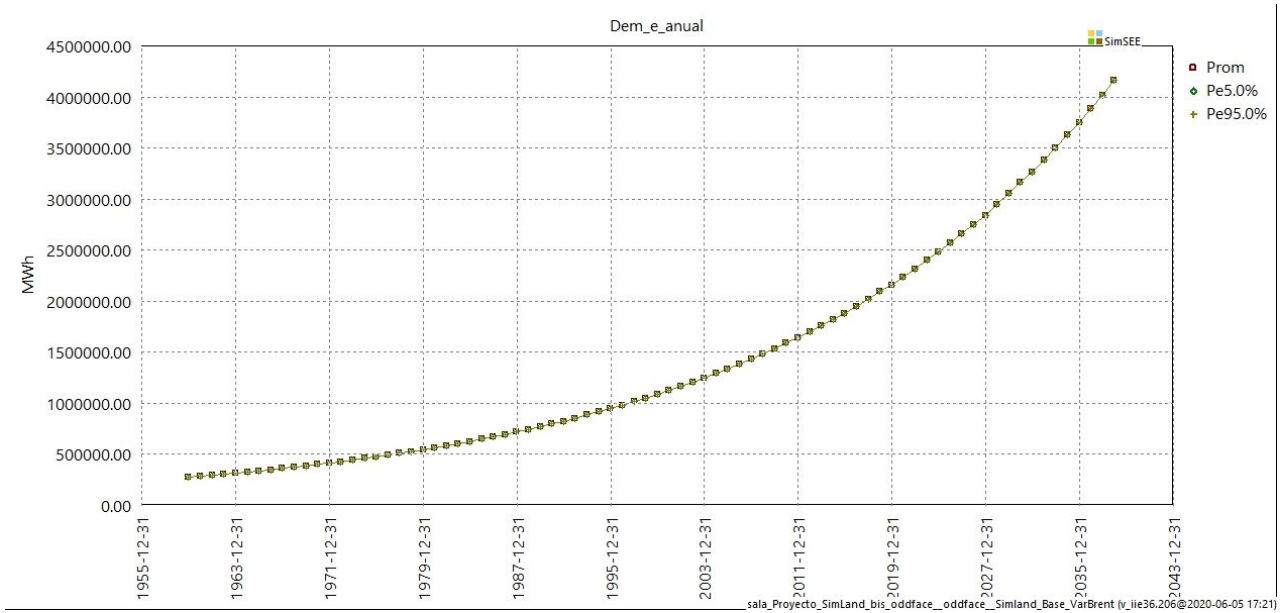


Figura 3. Gráfica de la demanda desde el año 1960 al 2040.<sup>7</sup>

Para la distribución por hora y día de la demanda se utilizó el archivo binario “aniobase2013.bin”.

### Actor Generación eólica

Se utilizaron unidades simplificadas, de 2 MW de potencia máxima (Figura 4). Con un pago por disponibilidad de 50 USD/MWh, valor de LCOE tomado de la publicación LAZARD [4] para generadores eólicos no subsidiados como se ve en las Figuras 4 y 5 .

Velocidad Viento[m/s]	Potencia Generada[MW]
0,000	0
1,000	2

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por energía [USD/MWh]:

Pago por disponibilidad [USD/MWh]:

Figura 4. Potencia de las unidades de generación eólica y valor del pago por disponibilidad

<sup>7</sup> Fuente: Generación propia en base a consigna del trabajo.

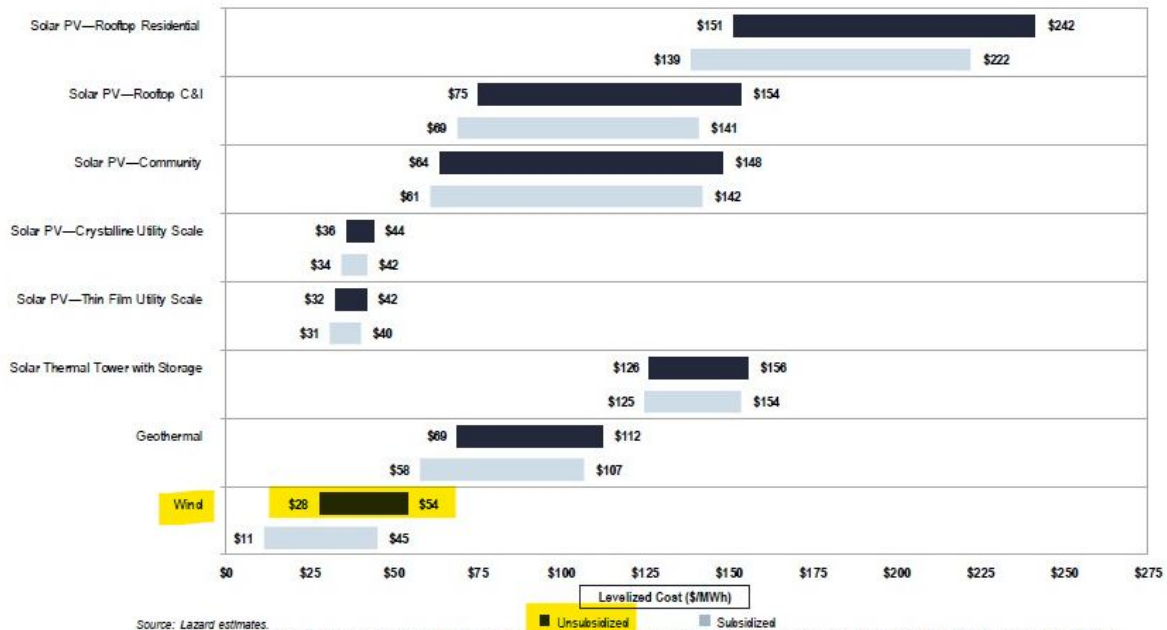


LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 13.0

### Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to U.S. Federal Tax Subsidies<sup>(1)</sup>

The Investment Tax Credit (“ITC”) and Production Tax Credit (“PTC”), extended in December 2015, remain an important component of the levelized cost of renewable energy generation technologies



Source: Lazard estimates.  
 Note: The sensitivity analysis presented on this page also includes sensitivities related to the U.S. Tax Cuts and Jobs Act (“TCJA”) of 2017. The TCJA contains several provisions that impact the LCOE of various generation technologies (e.g., a reduced federal corporate income tax rate, an ability to elect immediate bonus depreciation, limitations on the deductibility of interest expense and restrictions on the utilization of past net operating losses). On balance, the TCJA reduced the LCOE of conventional generation technologies and marginally increased the LCOE for renewable energy technologies.  
 (1) The sensitivity analysis presented on this page assumes that projects qualify for the full ITC/PTC and have a capital structure that includes sponsor equity, tax equity and debt.  
 This study has been prepared by Lazard for general informational purposes only, and it is not intended to be, and should not be construed as, financial or other advice. No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

LAZARD  
 Copyright 2019 Lazard

Figura 5. LCOE de fuentes de generación renovables<sup>8</sup>.

La fuente utilizada para este actor fue el CEGH “Eolica” (Figura 6), la que contiene una serie de Potencia Eólica por unidad de potencia instalada representativa de un grupo de parques instalado en el territorio nacional (Figura 7).

Fuente de viento:  (Sólo se puede seleccionar una fuente con paso de sorteo HORARIO)

Borne:

Figura 6. Fuente utilizada por el actor eólico.

<sup>8</sup> Fuente: LAZARD Levelized cost of energy - version 13.0 Noviembre 2019, pag.3

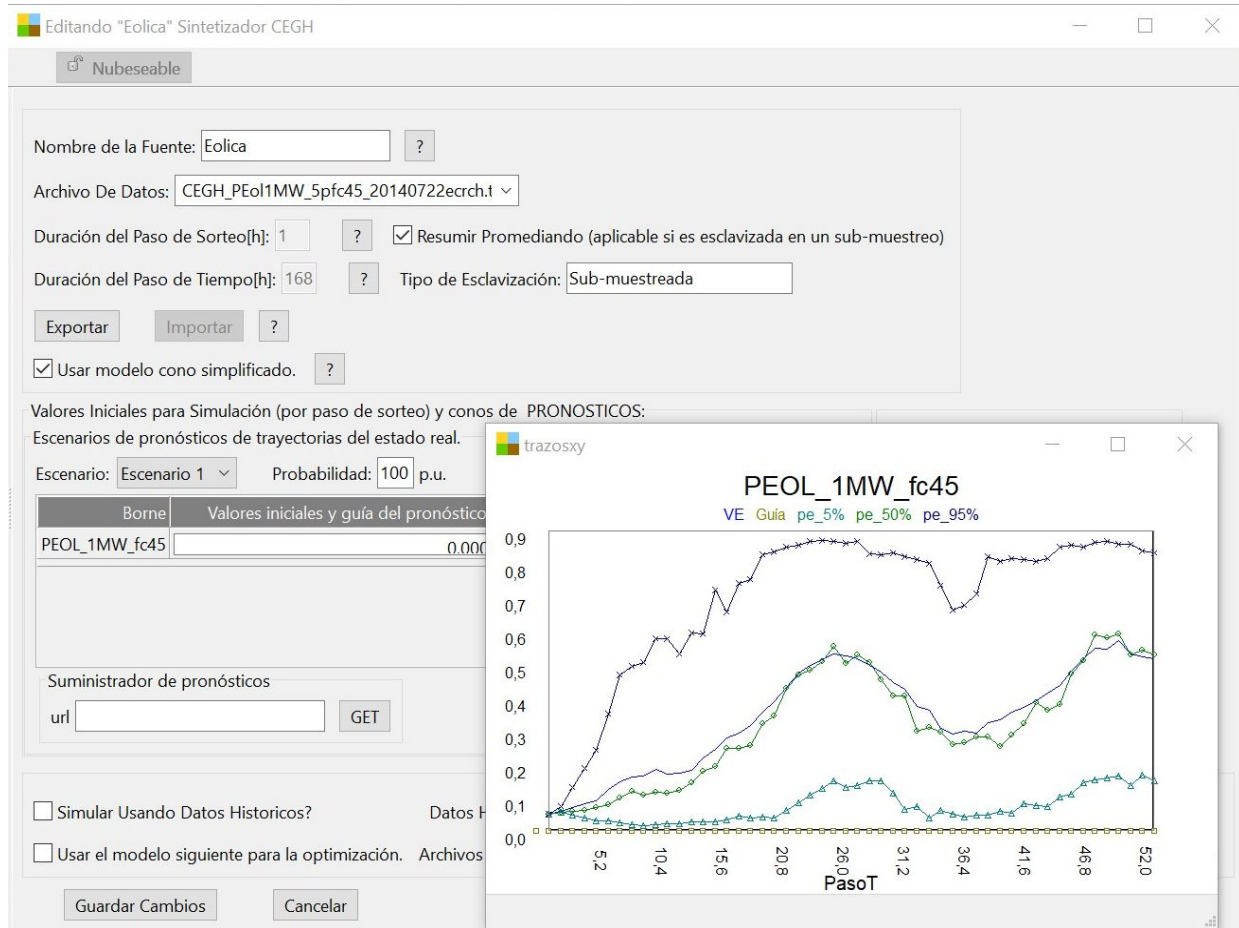


Figura 7. CEGH Eolica PEOL\_1MW.

La sala base quedó armada con un actor “Eol\_exp” el que se activó en OddFace en la expansión 2020 - 2040.

## Actor Generación térmica básica

Utilizamos máquinas de 50 MW con un factor de disponibilidad de 85%, y un Tiempo Medio de Reparación de 72hs.

Para determinar el costo variable incremental (CV) al inicio del período de simulación se tomó como el valor de referencia el indicado por la cátedra de 100 USD/MWh para el año 2020 y se lo llevó al pasado usando la serie histórica del precio del petróleo a dólares del 2020 (Figura 8). Mediante este proceso llegamos al valor inicial de 64,46 USD/MWh para el año de 1960.

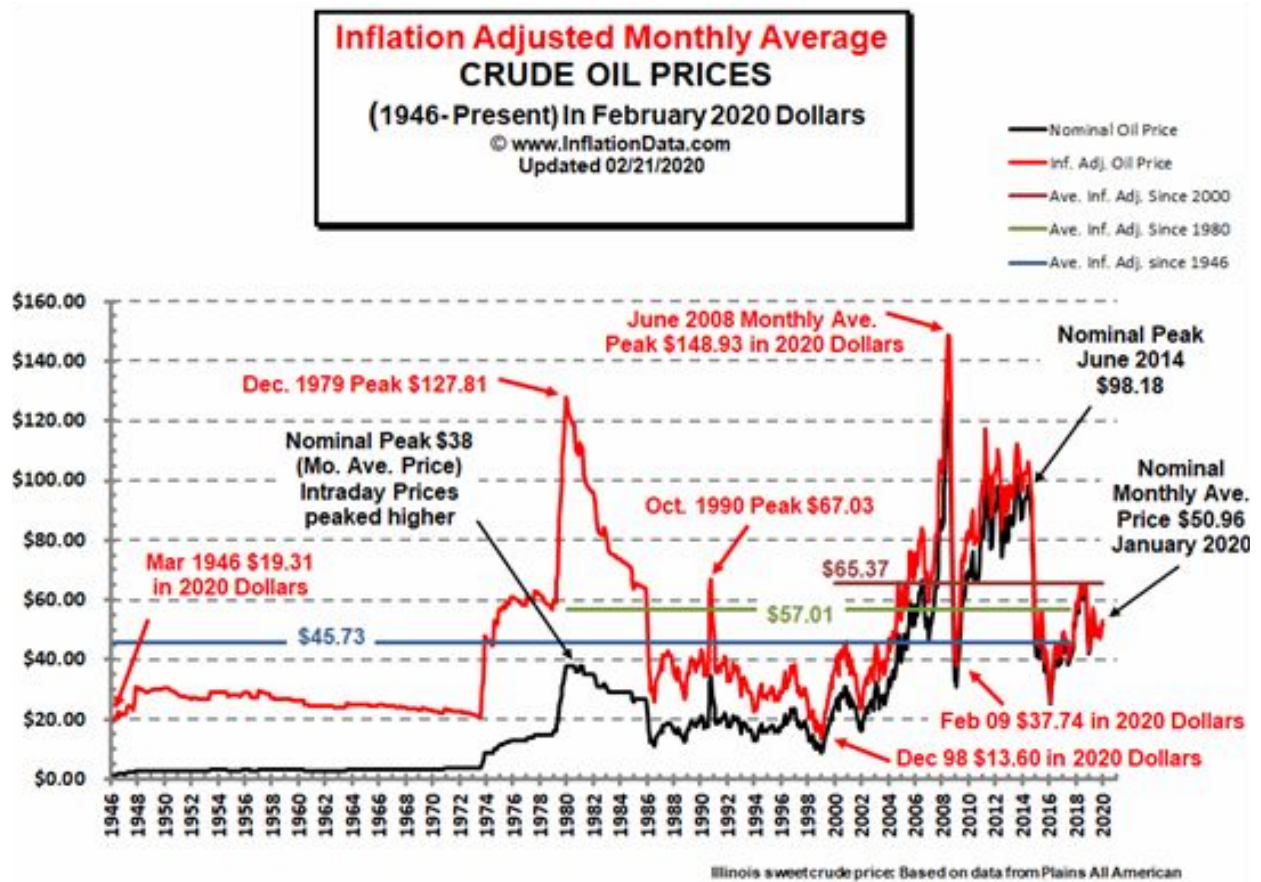


Figura 8. Precio histórico del petróleo a dólares del 2020<sup>9</sup>.

El ajuste año a año del CV (Figura 10) se realizó mediante el índice asignado a la fuente “iPetroleo”, la que toma su valor de la fuente “iBrent” (Figura 9).

La fuente iBrent fue construida por el producto de la fuente constante “tendencia\_brent” y la fuente CEGH “volatilidad\_brent”.

La fuente constante “tendencia\_brent” la construimos en base a la serie histórica ya mencionada (Figura 8) combinada con la serie futura (2020 - 2040) provista por la cátedra.

La fuente CEGH “volatilidad\_brent” fue provista por la cátedra.

<sup>9</sup> Fuente: <https://inflationdata.com/articles/inflation-adjusted-prices/historical-oil-prices-chart/>

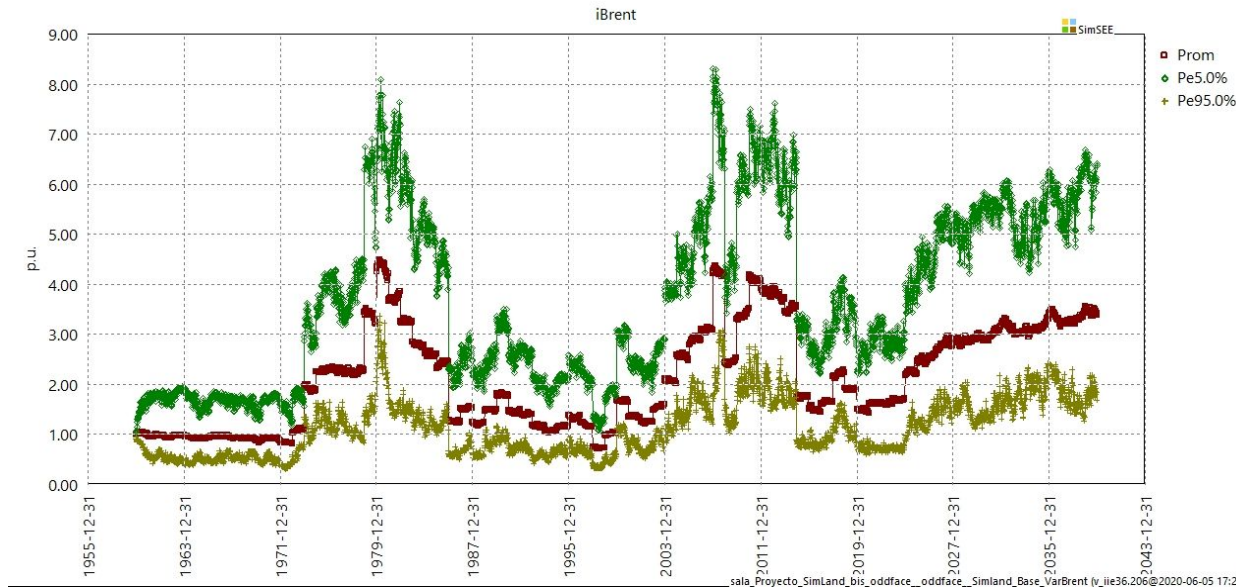


Figura 9. Índice iBrent<sup>10</sup>.

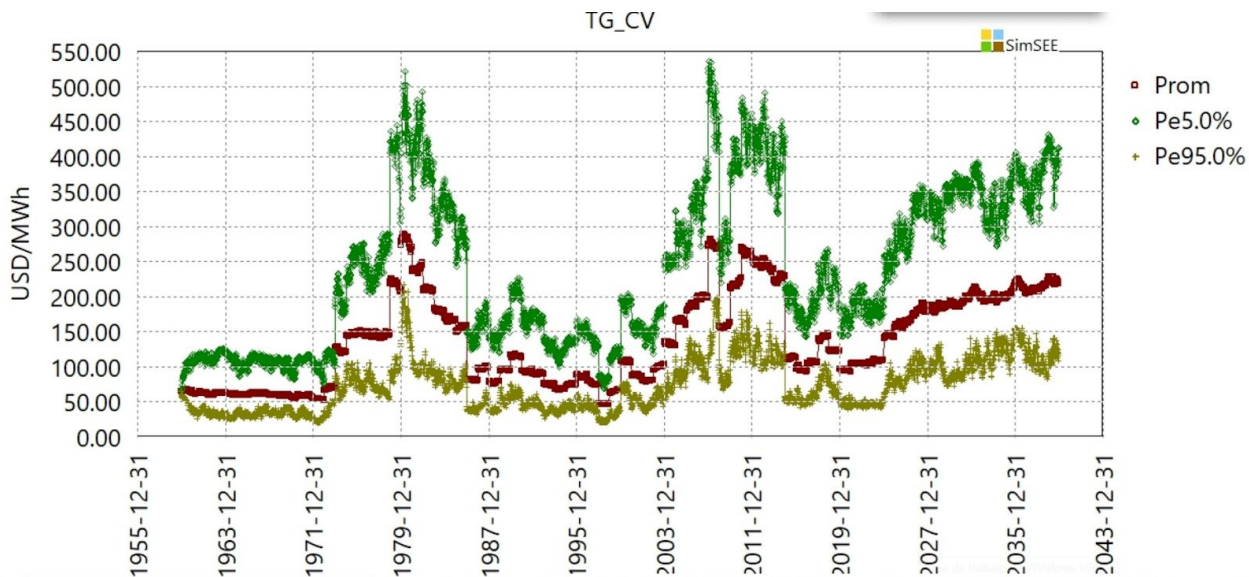


Figura 10. Evolución temporal del Costo variable de la Generación térmica.<sup>11</sup>

La sala base quedó configurada con tres actores Térmicos básicos. El primero, “TG”, cuenta con una sola máquina, la que se encarga de cumplir con la demanda del sistema a partir del inicio (1960) y termina su vida útil en el año 1980.

Los dos actores térmicos restantes son para las expansiones en OddFace de los períodos 1960 - 2020, TG\_Exp\_60, y 2020 - 2040 , TG\_Exp\_20.

<sup>10</sup> Fuente: Generación propia.

<sup>11</sup> Fuente: Generación propia.

## Actor hidroeléctrica con embalse

Siguiendo la propuesta planteada para la primer etapa, se decide modelar la hidroeléctrica con embalse de la siguiente manera:

1. Crear un actor nodo llamado “Nodo\_embalse” en el que se conectará el actor “hidroeléctrica con embalse”.
2. Crear un actor hidroeléctrica con embalse llamado “Exp\_hidro\_60”.
  - a. Este actor parte en el año 1960 sin unidades instaladas, para que Oddface determine el momento óptimo para su instalación.
  - b. Se le coloca un pago por potencia disponible de 29,16 USD/MWh [6].
3. Crear un actor arco llamado “Arco\_embalse” con punto de salida en el “Nodo\_embalse” y punto de llegada en “Nodo\_demanda”.
  - a. Este actor parte en el año 1960 sin unidades instaladas, para que OddFace determine el momento óptimo para su instalación.
  - b. No se le coloca un pago por potencia disponible porque se colocará el monto de la inversión de la obra en OddFace.

Definimos que el actor hidroeléctrica con embalse disponga de unidades generadoras de 50 MW. En las figuras 11 y 12 se pueden ver los parámetros de configuración del actor.

Cota mínima operación[m]	70
Cota máxima operación[m]	81
Puntos cota-volumen h[m]	70,00; 75,50; 81,00
Puntos cota-volumen V[Hm3]	0,00; 1414,00; 4104,00
Área de la cuenca[ha]	0
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	7,05
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	0
Rendimiento[p.u.]	0,87
Potencia máxima generable[MW]	50
Caudal máximo turbinable[m3/s]	140
Factor de disponibilidad[p.u.]	0,99
Tiempo de reparación[horas]	72
Ca filtración[m3/s]	0
Cb filtración[m2/s]	0
Qa muy seco[m3/s]	0
Cota mínima para vertimiento[m]	77,52
Cota máxima para vertimiento[m]	86
Caudal vertido con la cota máxima[m3/s]	7630

Figura 11. Parámetros configurados en el actor Hidroeléctrica con embalse.

**Control de crecida por cota vs aportes**

Activar control.

Cotas [m]:

Aportes [m3/s]:

**Control de crecida**

Activar

	Cota [m]	Erogado [m3/s]
Inicio:	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="0"/>
Medio:	<input type="text" value="80,05"/>	<input type="text" value="2595"/>
Fin:	<input type="text" value="80,1"/>	<input type="text" value="7630"/>

Figura 12. Parámetros configurados en el actor Hidroeléctrica con embalse.

Los valores de pago por potencia disponible asignados a los equipos de generación hidroeléctricos y el valor de la inversión del embalse se estimaron en base a lo publicado por IRENA en su publicación “Hydropower” del año 2012 [6].

Tomando como referencia la apertura de costos de inversión para una central de 500 MW (Figura 13) de potencia, estimamos lo que costaría la central requerida en SimLand. Utilizando esta información calculamos el LCOE que luego utilizamos para los pagos por disponibilidad en la sala Simsee (Figura 14).

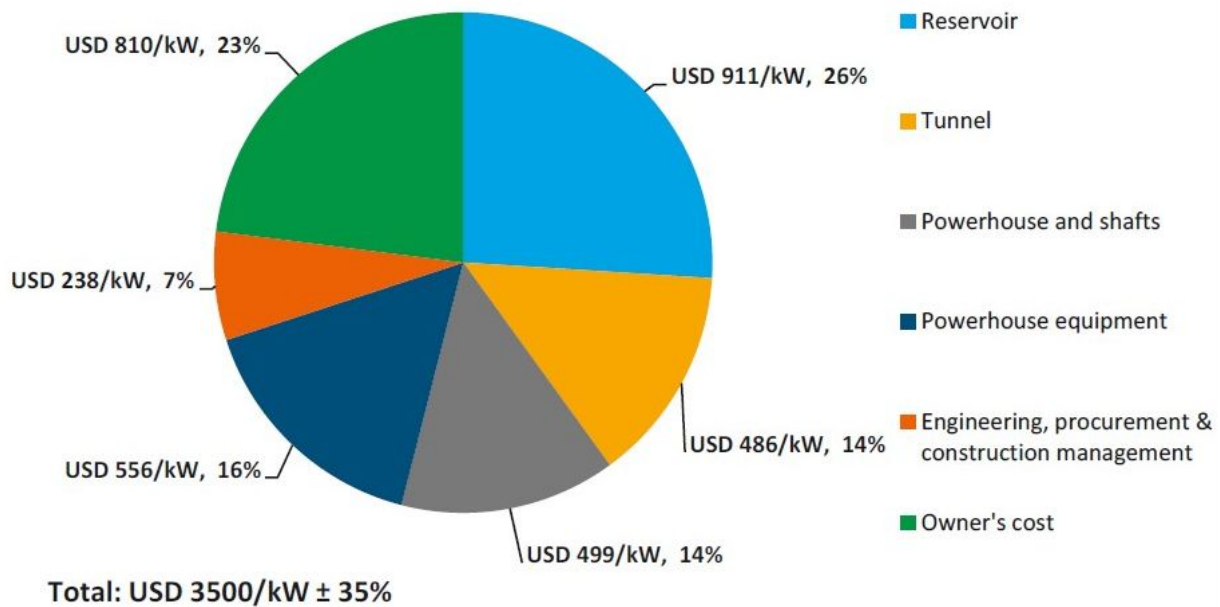


Figura 13. Apertura de costos de inversión de central hidroeléctrica de 500 MW.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Fuente: Irena, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Hydropower. 2012.

The formula used for calculating the LCOE of renewable energy technologies is:		Máquinas	Embalse + Máquinas	Embalse	
	$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$	Potencia de la central	250 MW	250 MW	250 MW
<p>Where:</p> <p>LCOE = the average lifetime levelised cost of electricity generation;</p> <p><math>I_t</math> = investment expenditures in the year t;</p> <p><math>M_t</math> = operations and maintenance expenditures in the year t;</p> <p><math>F_t</math> = fuel expenditures in the year t;</p> <p><math>E_t</math> = electricity generation in the year t;</p> <p>r = discount rate; and</p> <p>n = economic life of the system.</p>		Eficiencia de operación	51%	51%	51%
		Inversión en Equipos	587 MUSD	587 MUSD	MUSD
		Inversión en Embalse		1.163 MUSD	1.163 MUSD
		M&O	13 MUSD	13 MUSD	13 MUSD
		Años de vida de equipos	30 años	30 años	50 años
		tasa	10%	10%	10%
		Amort. Inv.	19,57 MUSD/año	58,33 MUSD/año	23,26 MUSD/año
		M&O	13 MUSD/año	13 MUSD/año	13 MUSD/año
		Total	32,57 MUSD/año	71,33 MUSD/año	36,26 MUSD/año
		VA(gastos)	307,00 MUSD	672,45 MUSD	359,51 MUSD
		Generación	1.116.900 MWh/año	1.116.900 MWh/año	1.116.900 MWh/año
		VA(generación)	10.528.921 MWh	10.528.921 MWh	11.073.856 MWh
		LCOE	29,16 USD/MWh	63,87 USD/MWh	32,46 USD/MWh
			0,0292 USD/KWh	0,0639 USD/KWh	0,0325 USD/KWh

Figura 14. Estimación de costos de Inversión y operación para planta hidroeléctrica de 250 MW

## Banco de Baterías

Como un segundo objetivo se trata de ver la viabilidad de la inversión en bancos de baterías como un actor estratégico capaz de almacenar energía en momentos de exceso de generación.

Parámetros de una unidad del banco de baterías.		Parámetros para cálculo de degradación.	
Capacidad máxima [MWh]:	<input type="text" value="20"/>	Profundidad de descarga (1) [p.u.]:	<input type="text" value="0,1"/>
Potencia máxima de descarga [MW]:	<input type="text" value="20"/>	Número de Ciclos (1):	<input type="text" value="50000"/>
Rendimiento de descarga [p.u.]:	<input type="text" value="0,87"/>	Profundidad de descarga (2) [p.u.]:	<input type="text" value="1"/>
Potencia máxima de carga [MW]:	<input type="text" value="20"/>	Número de Ciclos (2):	<input type="text" value="500"/>
Rendimiento de carga [p.u.]:	<input type="text" value="0,87"/>	Tasa descuento [p.u.]:	<input type="text" value="0,1"/>
Disponibilidad fortuita [p.u.]:	<input type="text" value="0,96"/>	Costo recambio [USD/kWh-instalado]:	<input type="text" value="315"/>
Tiempo medio de reparación [h]:	<input type="text" value="24"/>	Años recambio:	<input type="text" value="10"/>
Valor de la energía almacenada [USD/MWh]:	<input type="text" value="0"/>		

Figura 15. Parámetros de unidad de banco de baterías.

Para modelar el actor, nos basamos en la tesis de maestría de Virginia Halty [5], quien hizo un estudio exhaustivo de los bancos de baterías en el SimSEE.

- Sobre el factor de rendimiento, se tomó el caso más desfavorable según [1].
- Se eligieron bancos unitarios de 20MW.
- Los parámetros del cálculo de degradación se obtuvieron de [2]
- La información de vida útil se obtuvo del informe [3]. Para los costos también se usó la misma referencia, utilizando un rango de entre 250-500 USD/KWh.

## Actores Sumideros:

En cada nodo se colocó un actor sumidero que tomaba el excedente de generación a un precio definido por la fuente "Precio".

## Resumen salas base:

Dos salas bases se prepararon para optimizar en OddFace.

### Primera sala Base:

La primer sala base, preparada para que el optimizador coloque el arco\_embalse, quedó conformada como se describe debajo para distintas alternativas de costo de Inversión del embalse (Figuras 16 y 17):

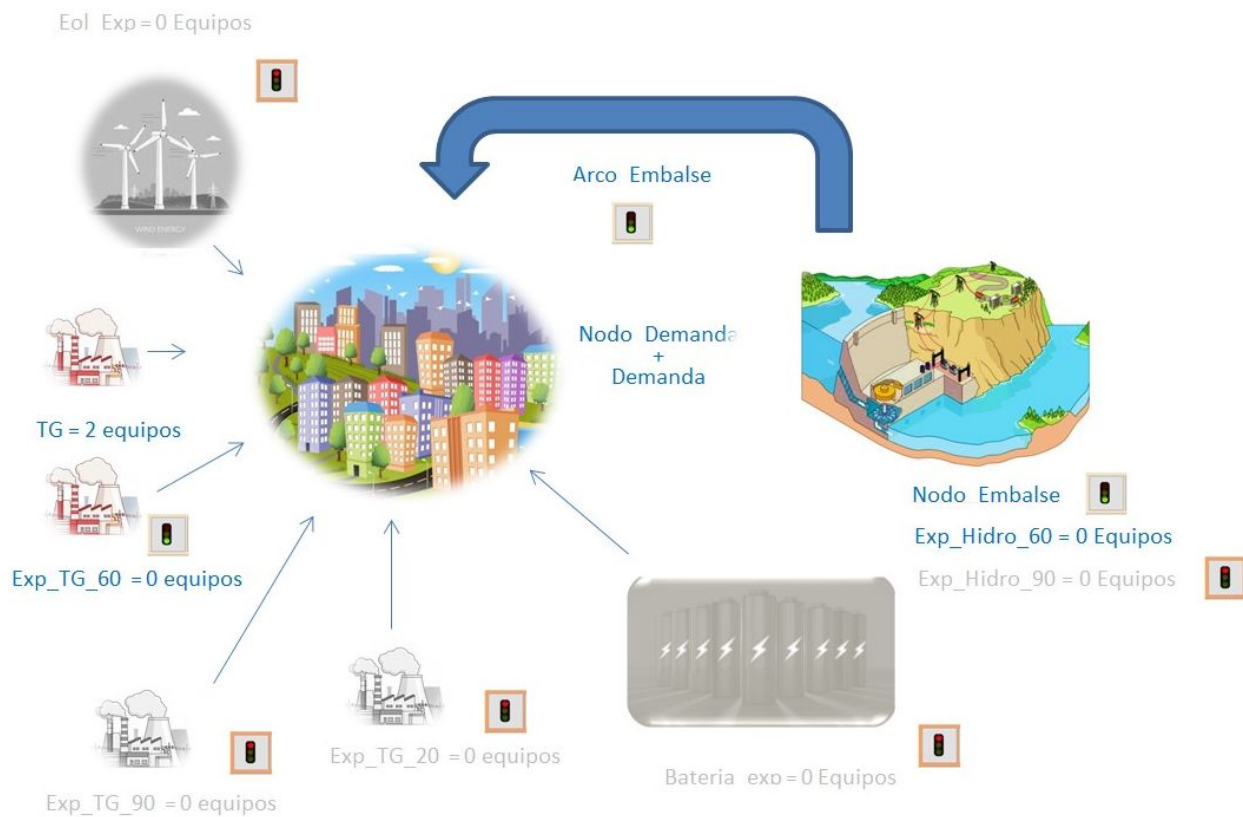


Figura 16. Esquema de configuración de primera sala base.



	Prob 248	Prob 253	Prob 256	Prob 235
	1960	1960	1960	1960
	1990	1990	1990	1990
TG				
CV (USD/MWh)	64,46	64,46	64,46	64,46
PPD (USD/MWh)	0	0	0	0
Años de Vida	25	25	25	25
N°	2	2	2	2
Fecha de Quita de servicio	1/1/1980	1/1/1980	1/1/1980	1/1/1980
Fecha de Quita de servicio	1/1/1985	1/1/1985	1/1/1985	1/1/1985
Arco_Embalse				
PPD (USD/MWh)	-	-	-	0
N°	0	0	0	0
Inv. Odd (MUSD)	50	250	500	574
Años de vida	100	100	100	100
Fecha de Quita de servicio	-	-	-	-
Exp_TG_60				
PPD (USD/MWh)	15	15	15	15
Años de vida	25	25	25	25
Exp_Hidro_60				
PPD (USD/MWh)	29,16	29,16	-	29,16
Años de vida	30	30	-	30

Figura 17. Valores de configuración de primera sala base.

## Segunda sala Base:

La segunda sala base fue preparada para estudiar cómo se comporta el OddFace cuando ya existe el arco\_embalse y un actor hidroeléctrica con embalse con un equipo desde el comienzo del período de planificación. Aclaramos que este segundo escenario surgió luego de realizar las primeras expansiones en OddFace y verificar que OddFace no encontraba óptimo instalar el arco en los valores extraídos de la publicación IRENA.

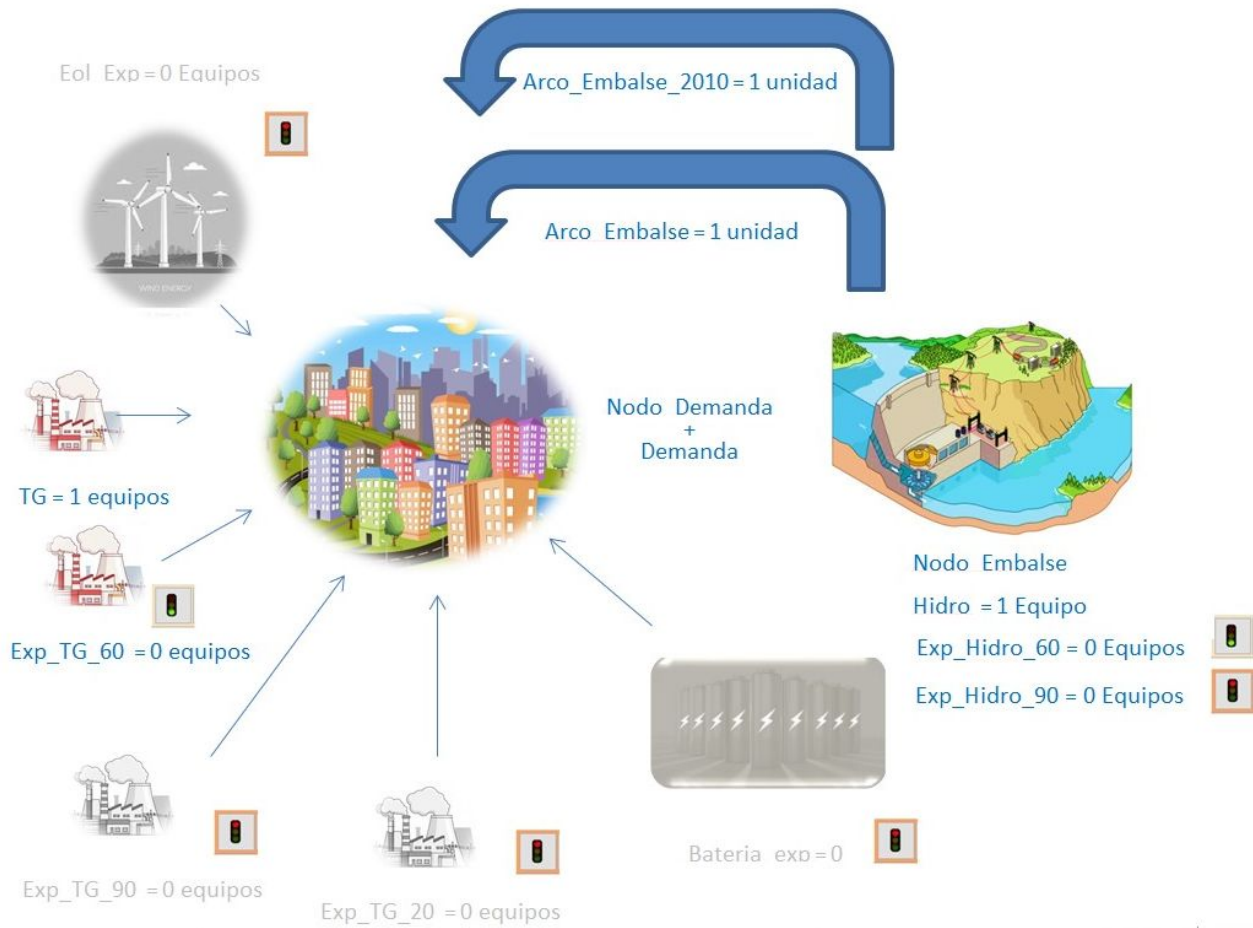


Figura 18. Esquema de configuración de segunda sala base

La sala contiene dos arcos\_embalse; el primer arco, "arco\_embalse", opera desde el inicio con un pago por disponibilidad de 32,64 USD/MWh, y sale de servicio en el año 2010. En el mismo momento que sale de servicio el "arco\_embalse" entra en operación el segundo arco "arco\_embalse\_2010", pero sin pago por disponibilidad. Esto busca reflejar que para el año 2010 la inversión del embalse está amortizada. La descripción completa de la sala puede verse en la figura 18.

		Prob 243	Prob 251	Prob 252	Prob 277		
Año Base		1960	1990	1990	1960	2020	
Año final expansión		1990	2020	2020	2020	2040	
Base	TG						
	CV (USD/MWh)	64,46	64,46	64,46	64,46	64,46	
	PPD (USD/MWh)	0	0	0	0	0	
	Años de Vida	25	25	25	25	25	
	N°	1	1	1	1	1	
	Fecha de Quita de servicio	1/1/1980	1/1/1980	1/1/1980	1/1/1980	1/1/1980	
	Fecha de Quita de servicio	-	-	-	-	-	
	Arco_Embalse						
	PPD (USD/MWh)	32,64	32,64	32,64	32,64	32,64	
	N°	1	1	1	1	1	
	Inv. Odd (MUSD)	-	-	-	-	-	
	Años de vida	-	-	-	-	-	
	Fecha de Quita de servicio	1/1/2010	1/1/2010	1/1/2010	1/1/2010	1/1/2010	
	Arco_Embalse_2010						
	PPD (USD/MWh)	0	0	0	0	0	
	N°	1	1	1	1	1	
	Inv. Odd (MUSD)	-	-	-	-	-	
	Años de vida	-	-	-	-	-	
	Fecha de Inicio Operación	31/12/2009	31/12/2009	31/12/2009	31/12/2009	31/12/2009	
	Fecha de Quita de servicio	-	-	-	-	-	
	Hidro						
	PPD	0	0	0	0	0	
	Años de Vida	30	30	30	30	30	
	N°	1	1	1	1	1	
	Fecha de Quita de servicio	1/1/1985	1/1/1985	1/1/1985	1/1/1985	1/1/1985	
	Expansión	Exp_TG_60					
		PPD (USD/MWh)	15	-	15	-	-
Años de vida		25	-	25	-	-	
Exp_TG_90							
PPD (USD/MWh)		-	15	-	-	-	
Años de vida		-	25	-	-	-	
Exp_TG_20							
PPD (USD/MWh)		-	-	-	-	15	
Años de vida		-	-	-	-	25	
Arco_Embalse							
PPD (USD/MWh)		-	-	-	-	-	
Años de vida		-	-	-	-	-	
N° Instalas en periodo		-	-	-	-	-	
Unidades activas							
29/12/1972		-	-	-	-	-	
29/12/1974		-	-	-	-	-	
Exp_Hidro_60							
PPD (USD/MWh)		29,16	-	29,16	-	-	
Años de vida		30	-	30	-	-	
Exp_Hidro_90							
PPD (USD/MWh)		-	29,16	-	-	-	
Años de vida		-	30	-	-	-	
Exp_Eol							
PPD (USD/MWh)		-	-	-	-	50	
Años de vida		-	-	-	-	20	
Bateria_exp							
PPD (USD/MWh)		-	-	-	-	200	
Años de vida	-	-	-	-	20		

Figura 19. Valores de configuración de segunda sala base.

## Optimizaciones en Oddface:

En un principio acordamos correr las optimizaciones en tres tramos:

1. 1960 - 1990
2. 1990 - 2020
3. 2020 - 2040

Tomando la sala optimizada que devuelve el Oddface para un período como sala base para el período siguiente, habilitando para la expansión los actores correspondientes a ese período.

Luego de encontramos con dificultades para la optimización dadas por el alto número de variables de estado que sumaban los actores hidroeléctricos y las baterías (fenómeno conocido como la “maldición de Bellman”), optamos por simplificar la sala y correr solo dos periodos :

1. 1960 - 2020
2. 2020 - 2040

## Resultados

### Primera sala Base, preparada para expansión con arco\_embalse

Dado que OddFace no instalaba el arco\_embalse, y por ende las hidroeléctricas con embalse, a los valores de inversión tomados de la publicación IRENA, optamos por hacer un análisis de sensibilidad respecto al valor de inversión solo sobre el período 1960 - 1990.

Concluido este análisis descartamos esta sala para las expansiones restantes, debido a que las instalaciones se daban a valores significativamente menores que la publicación mencionada. El precio crítico a partir del cual el embalse es instalado por OddFace se encuentra entre 380MUSD y 400MUSD.

En el anexo I pueden verse los problemas que se corrieron en OddFace y sus resultados.

### Segunda sala Base, prevista con arco\_embalse desde el inicio del período

Descartada la expansión a través de la primer sala base y descartado también el proceso de expansión en tres etapas centramos el estudio en la segunda sala base y en la expansión en dos períodos, 1960 - 2020 y 2020 - 2040.

El problema seleccionado fue el 252 para el primer período y su sala resultante de la expansión de OddFace como base para el segundo período, 2020 - 2040. Este problema quedó identificado como el 277.

En el anexo I pueden verse los problemas que se corrieron en OddFace y sus resultados.

## Primer Periodo - Problema 252 NID 16798

Expansión con hidroeléctricas con embalse y con máquinas térmicas. Arco limitado a 250 MW.

### Convergencia OddFace

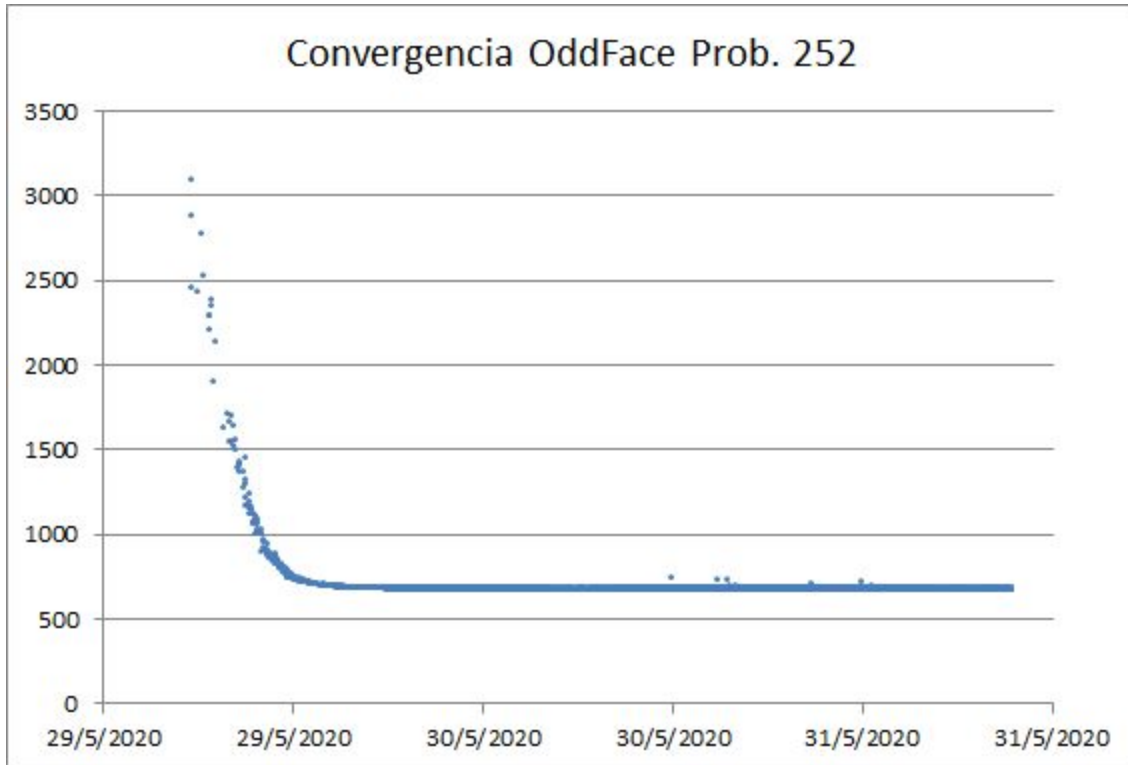


Figura 20. Convergencia del problema OddFace número 252.

Se observa en la Figura 20 un decaimiento exponencial en la función objetivo a optimizar por el OddFace a medida que avanzan las iteraciones. Se aprecia cómo en menos de 12 horas el OddFace logra optimizar el problema. Dicho comportamiento es el esperado para este tipo de simulaciones.

### Generación por Fuente Anual y Semanal

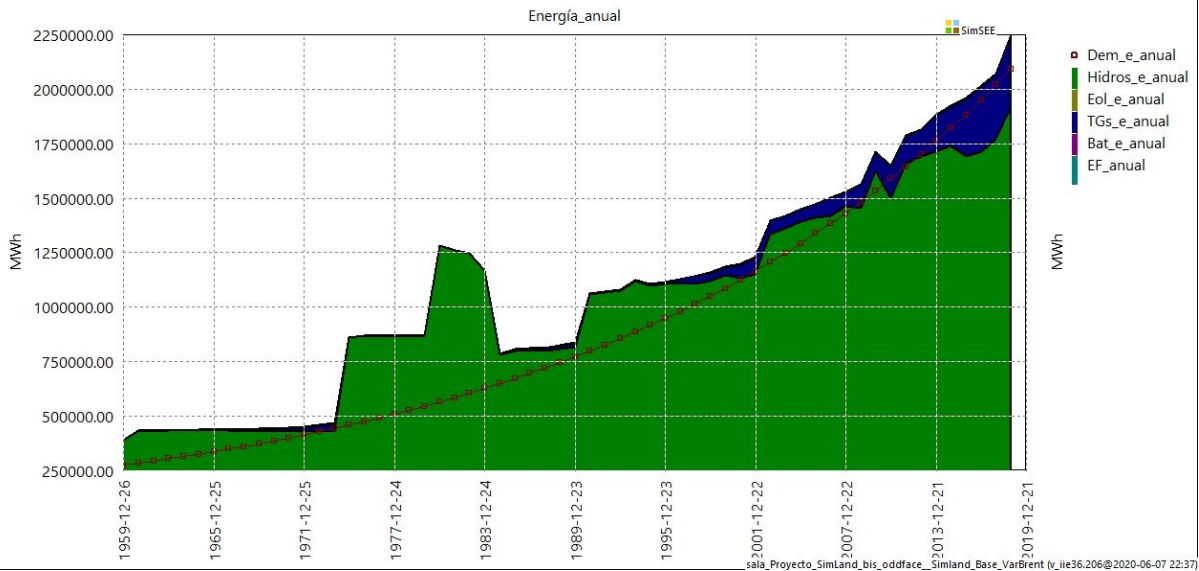


Figura 21. Generación por fuente anual del problema OddFace número 252.

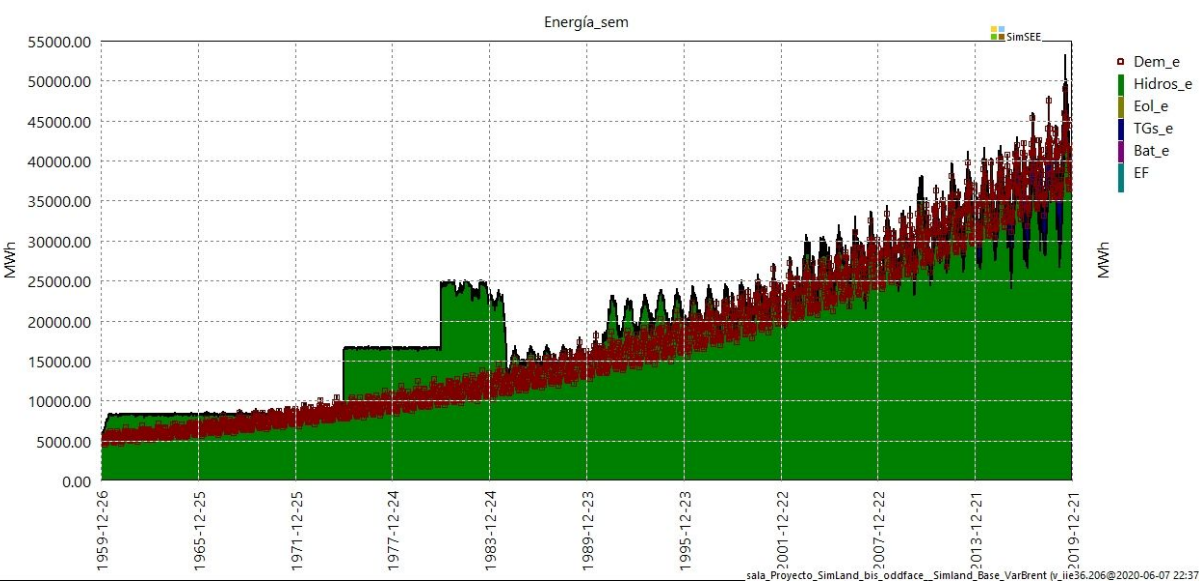


Figura 22. Generación por fuente semanal del problema OddFace número 252

En la Figura 21 y 22 se observa que la demanda puede ser cubierta casi en su totalidad por generación hidráulica, y a medida que avanzan los años es necesario instalar más térmica debido al límite de 250MW del embalse, modelado en el arco.

Cerca del año 1980 se observa un pico de generación hidráulica. Esto es debido a que el OddFace instala una turbina de más ya que uno de los generadores está por expirar (ver Figura 25), y se crea un pico en el sumidero durante ese período.

### Costo Marginal

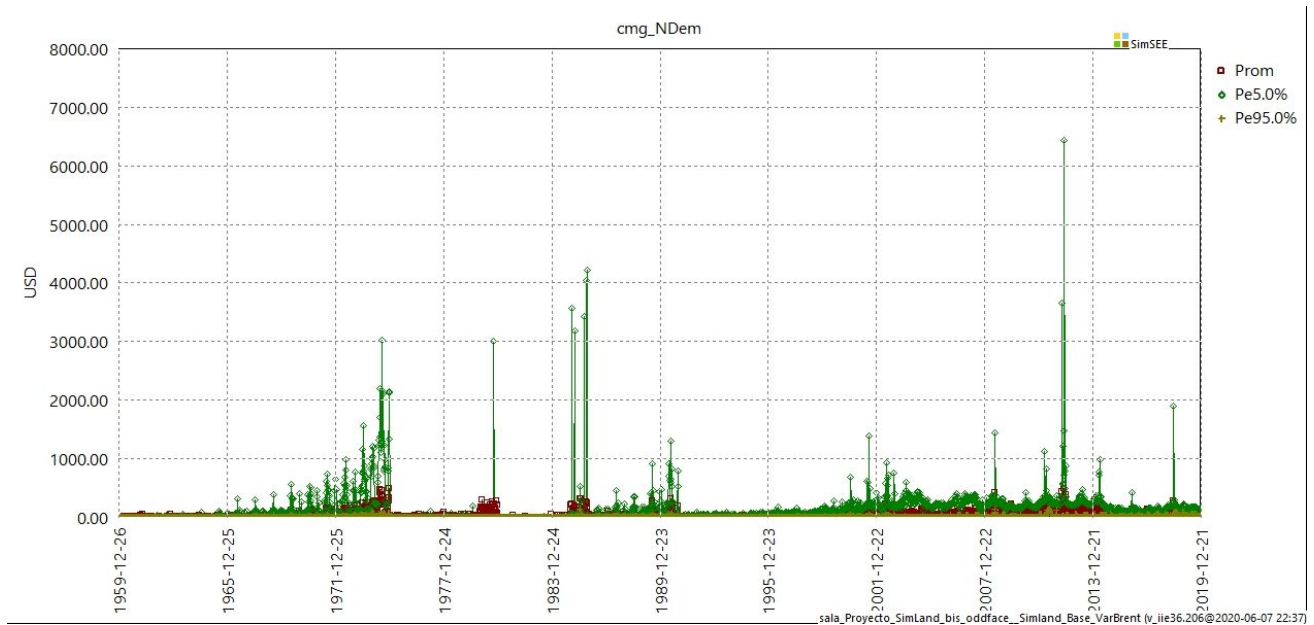


Figura 23. Costo marginal del problema OddFace número 252.

De forma esperable, en la Figura 23 se aprecia como el costo marginal durante ese mismo período es nulo.

### Cantidad de Generadores en el Sistema

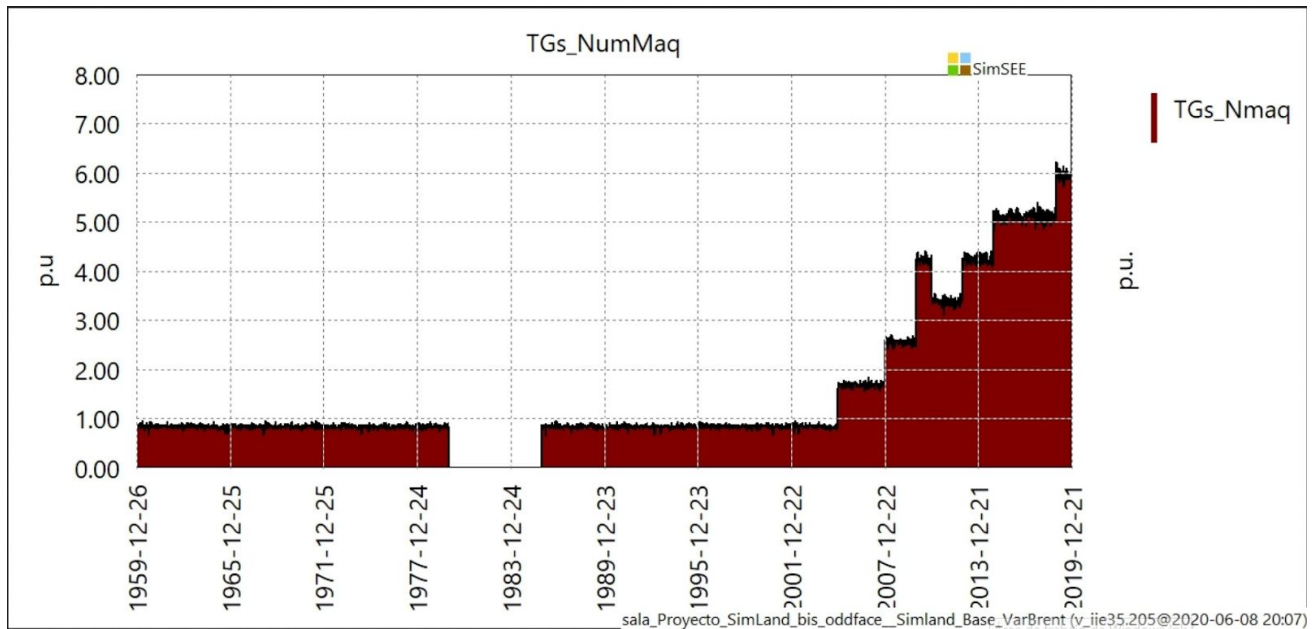


Figura 24. Cantidad de generadores térmicos del sistema del problema OddFace número 252.

El incremento de generadores térmicos puede ser apreciado de forma más clara en la Figura 24.

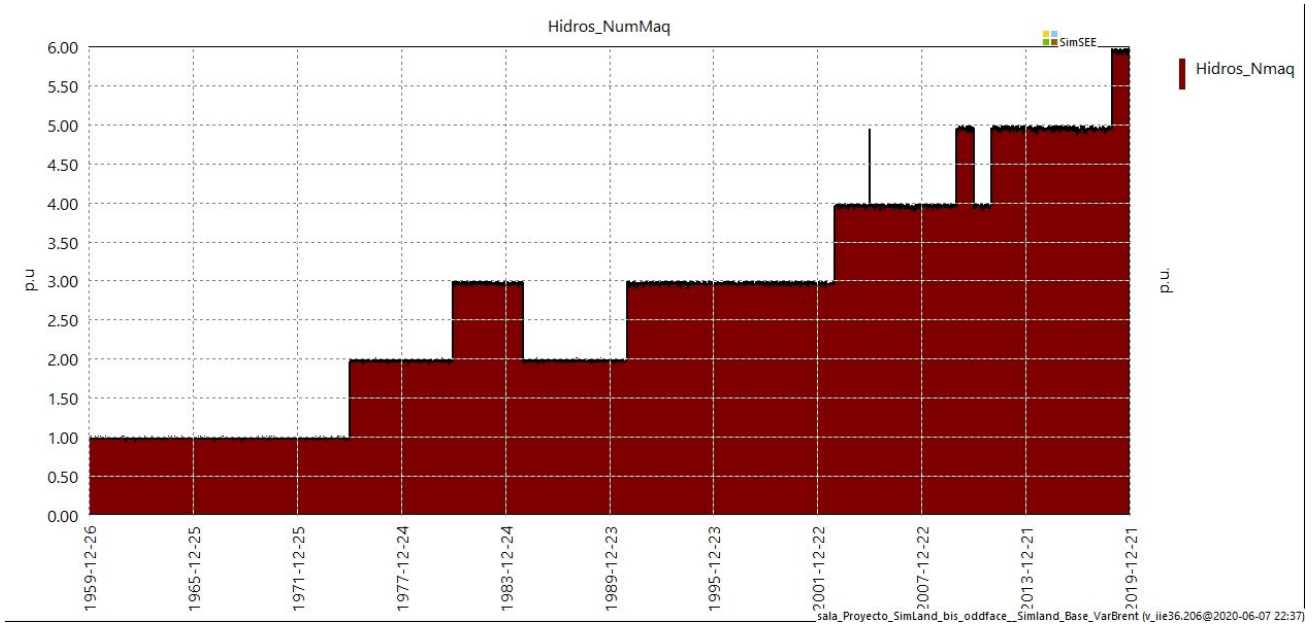


Figura 25. Cantidad de generadores hidráulicos del sistema del problema OddFace número 252.

### Costo Futuro

SimSEE (v\_iie35.205)

Datos de entrada  
 Sala: 98 - CF 680.7\sala\_Proyecto\_SimLand\_bis\_oddface\_ese <- Seleccionar Sala

Optimización Simulación SimRes3 Auxiliares

Simular

Parámetros  
 Semilla aleatoria sim.: 31 N° Crónicas a simular: 100  Escribir solo variables usadas en SimRes3  cva > 0  
 Máximo Número de Iteraciones Opt: 4  Obligar diponibilidad 100%  Obligar Inicio Cronica Incierto  
 Resincronizar al inicio de cada crónica. <- Seleccionar CF-Aux

Modo de ejecución  
 multi-hilo. Forzar N° de hilos: -1

Progreso de la simulación  
 Tiempo Restante Estimado[segs]: 0.000 Tiempo Total[segs]: 65.071  
 Progreso de la Simulación:

Resultados globales.  
 CF\_VE[MUSD]: 680,77  
 CF\_VaR(5%)[MUSD]: 692,82  
 CF\_CVaR(5%)[MUSD]: 697,72

Figura 26. Costo futuro del problema 252 (peíodo 1960 - 2020)



## Segundo Período - Problema 277 NID 13710

Expansión con máquinas térmicas, parques eólicos y baterías.

Convergencia OddFace

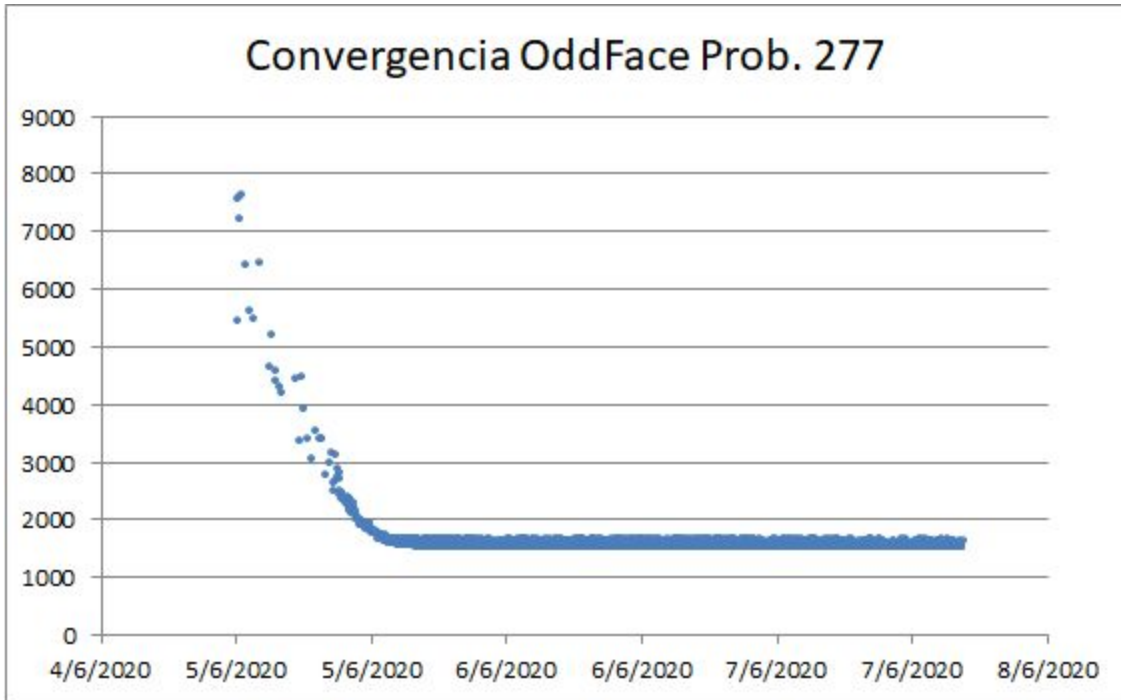


Figura 27. Convergencia del problema OddFace número 277.

Nuevamente se aprecia el decaimiento exponencial. En este caso el OddFace demora más tiempo en optimizar el problema debido a que se incluyen más actores como los generadores eólicos y las baterías los cuales agregan variables de estado al problema.

### Generación por Fuente Anual y Semanal

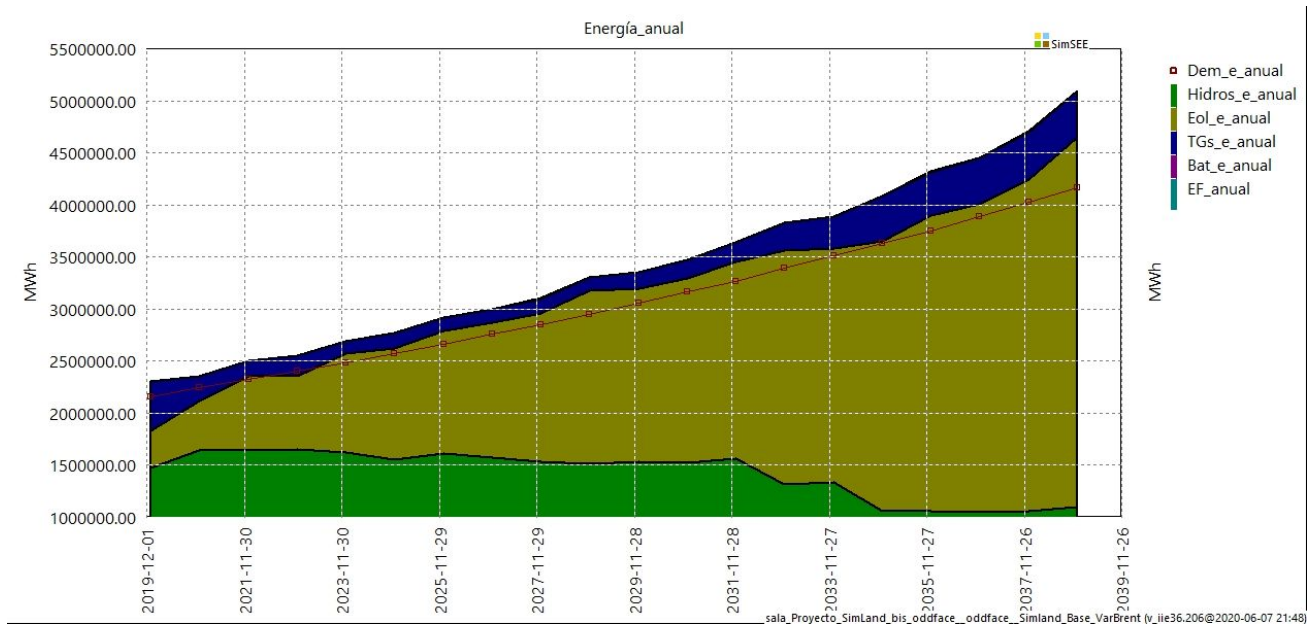


Figura 28. Generación por fuente anual del problema OddFace número 277.

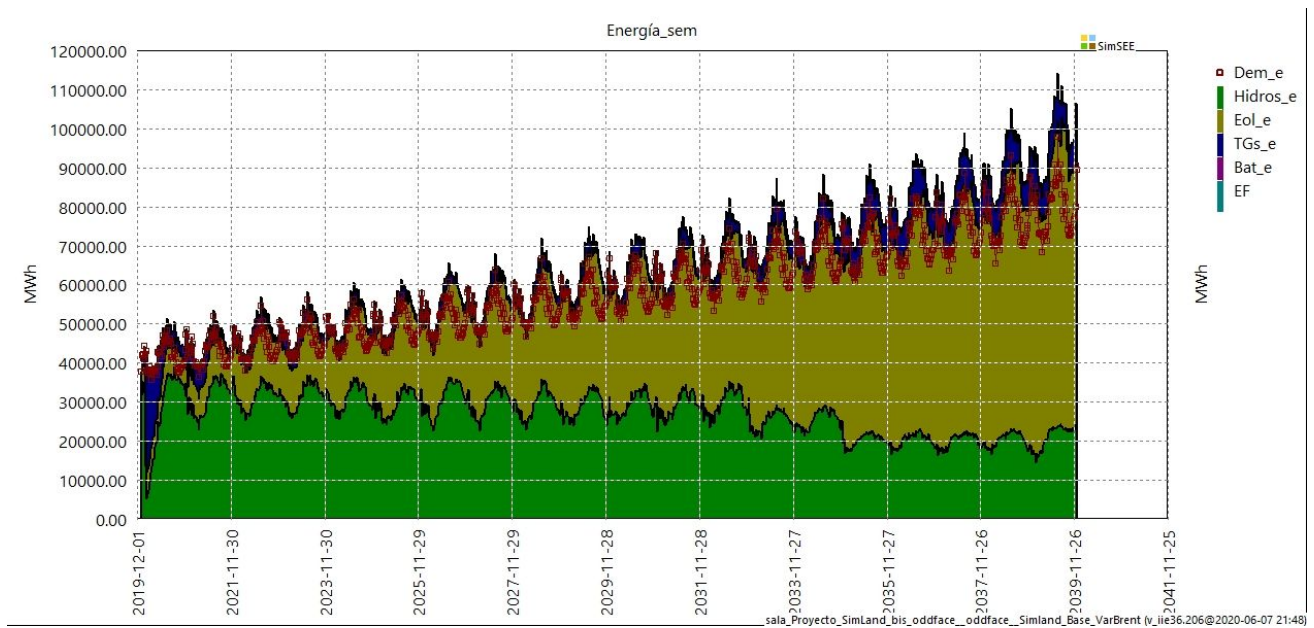


Figura 29. Generación por fuente semanal del problema OddFace número 277.

### Costo Marginal

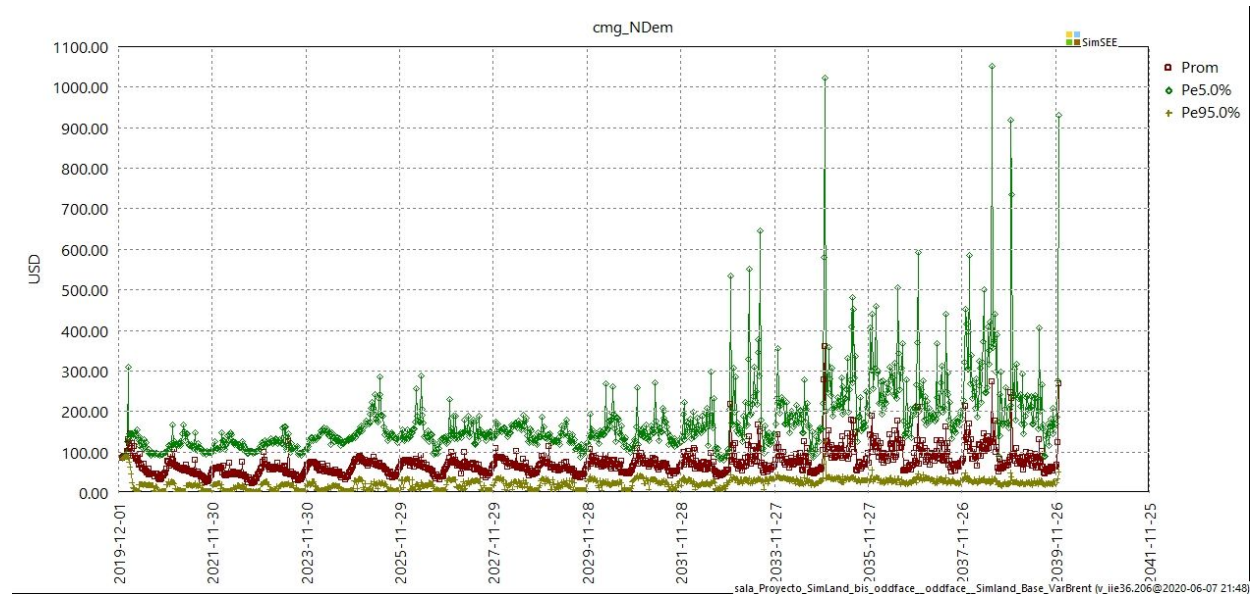


Figura 30. Convergencia del problema OddFace número 277.

### Cantidad de Generadores en el Sistema

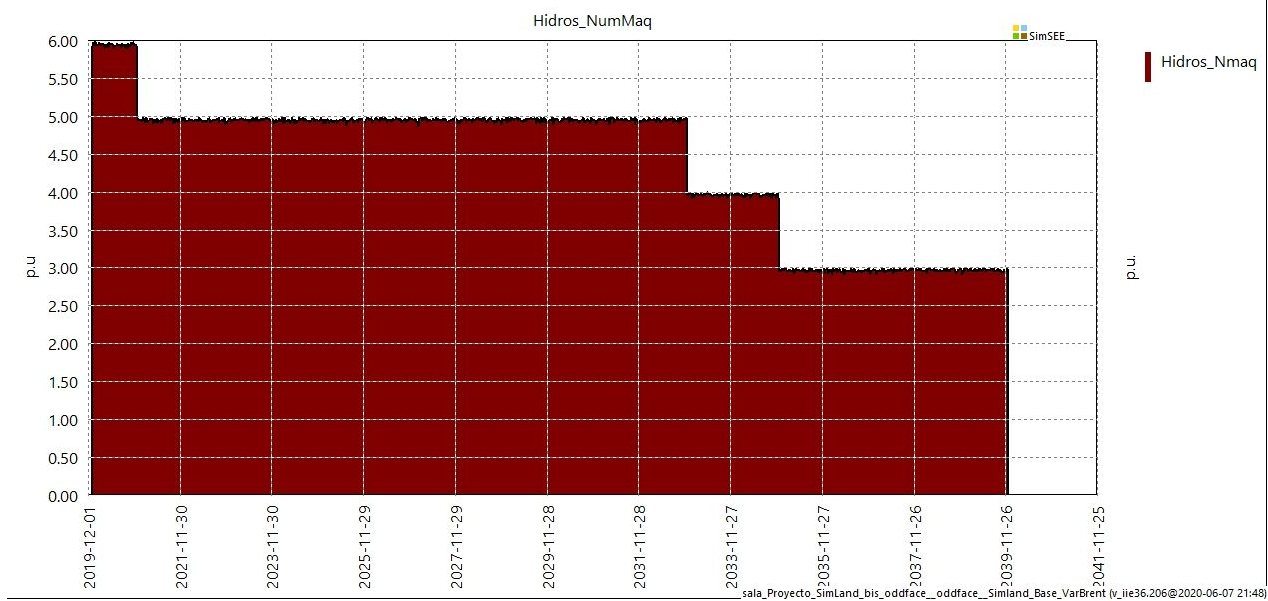


Figura 31. Cantidad de generadores del sistema del problema OddFace número 277.

En la Figura 31 se observa como el número de generadores hidráulicos va disminuyendo. Esto sucede ya que los mismos van llegando al fin de su vida útil y por el planteo del problema, durante el período 2020-2040 no se modeló su expansión. En retrospectiva, quizás hubiese sido de interés mantener dichos generadores activos ya que en la realidad a dichos generadores se les realiza mantenimiento constante.

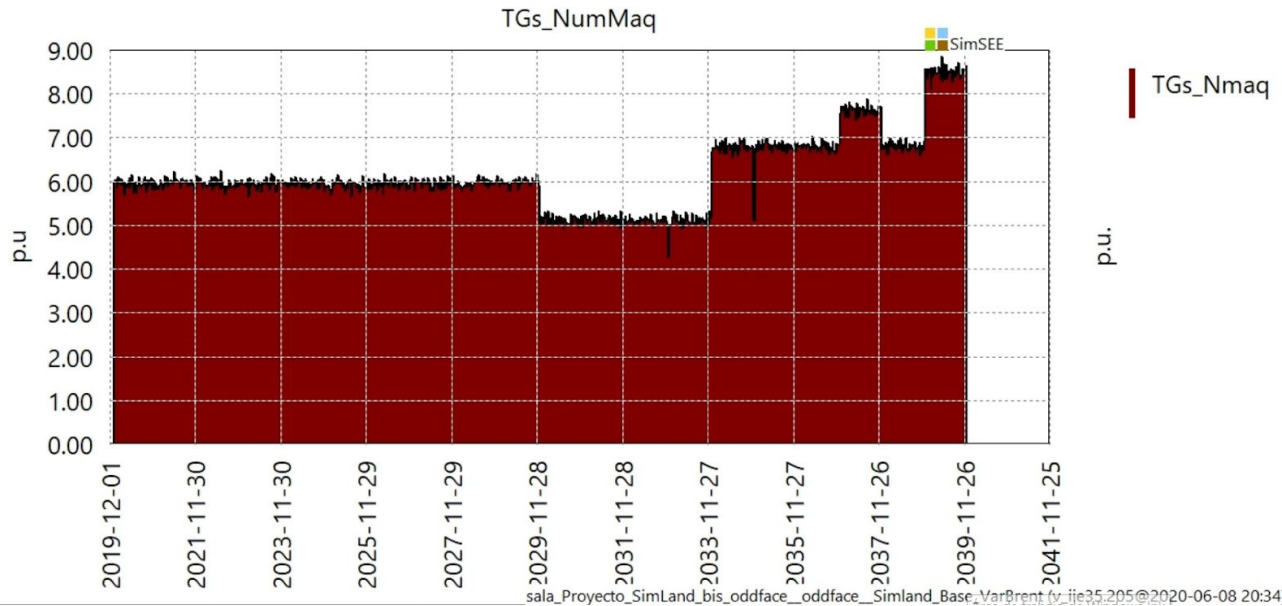


Figura 32. Cantidad de generadores térmicos del sistema del problema OddFace número 277.

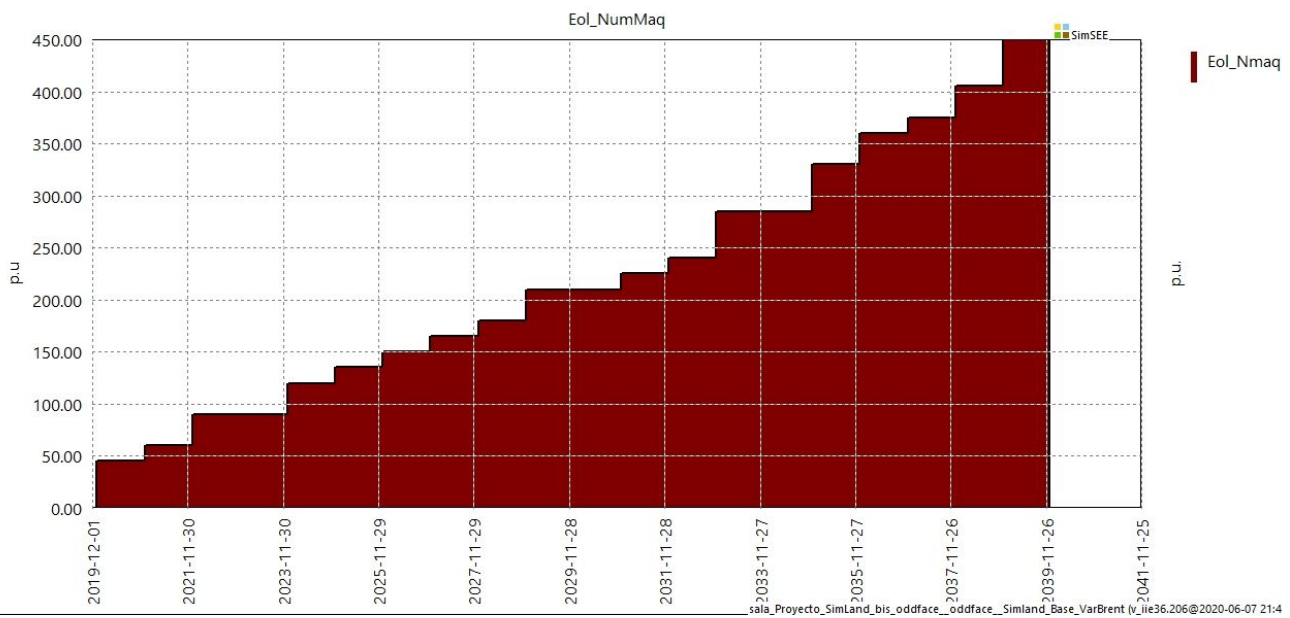


Figura 33. Cantidad de generadores eólicos del sistema del problema OddFace número 277.

Debido al bajo costo de los aerogeneradores, vemos como la expansión es realizada predominantemente con los mismos, obteniendo un número de 450 generadores instalados.

### Costo Futuro

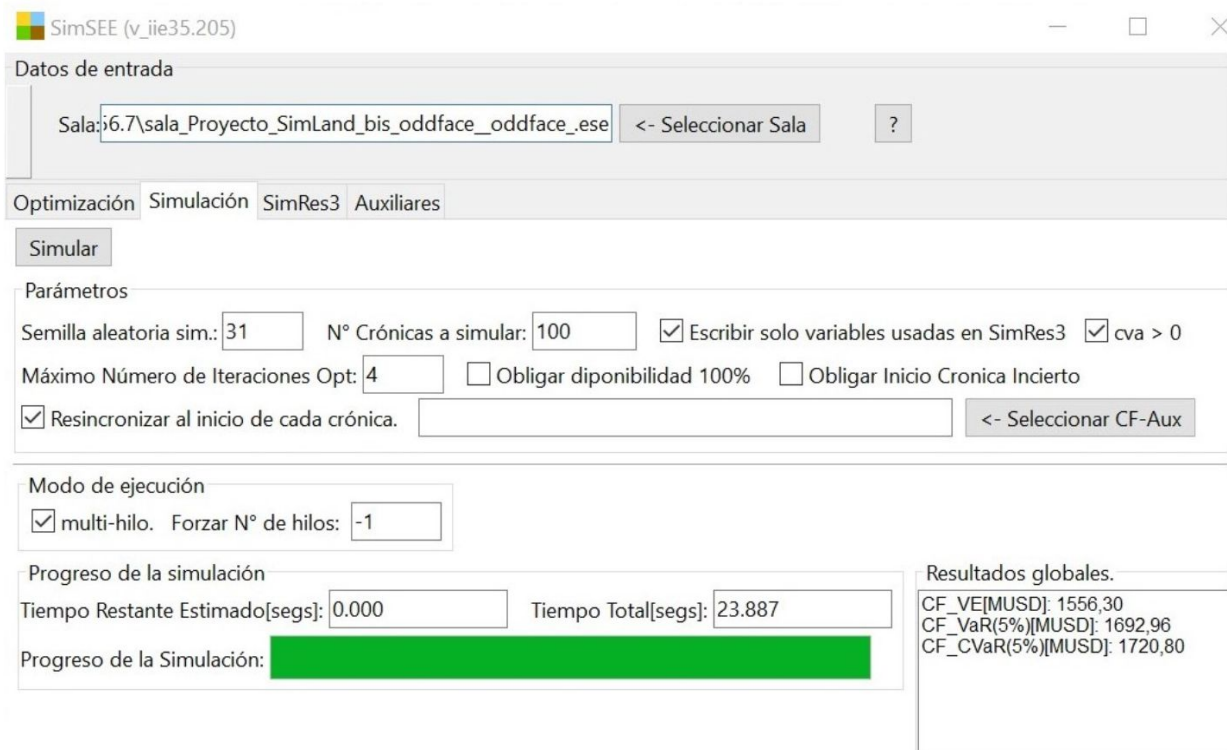


Figura 34. Costo Futuro del problema 277 (período 2020 - 2040)

Durante el segundo período se observa un costo futuro más considerable (Figuras 26 vs 34), debido al aumento de demanda, la cual aproximadamente se duplica al igual que el costo.

## Período completo

Por último, a continuación se ilustran las mismas gráficas anteriores pero durante todo el período de evaluación.

### Generación por Fuente Anual y Semanal

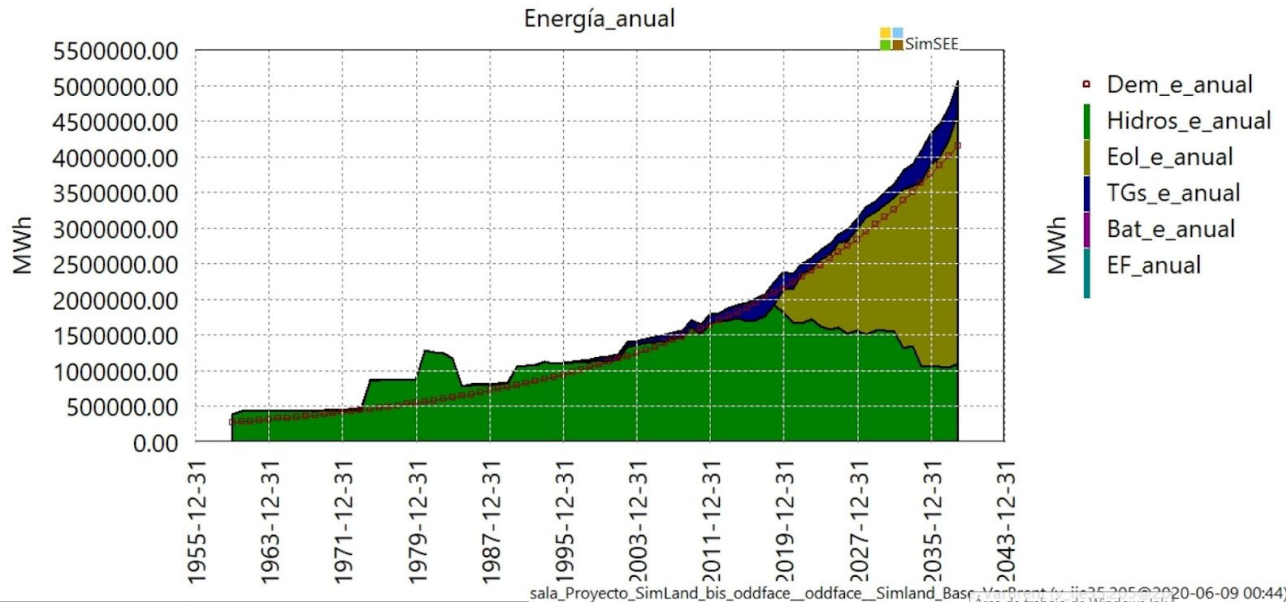


Figura 35 Generación por fuente anual

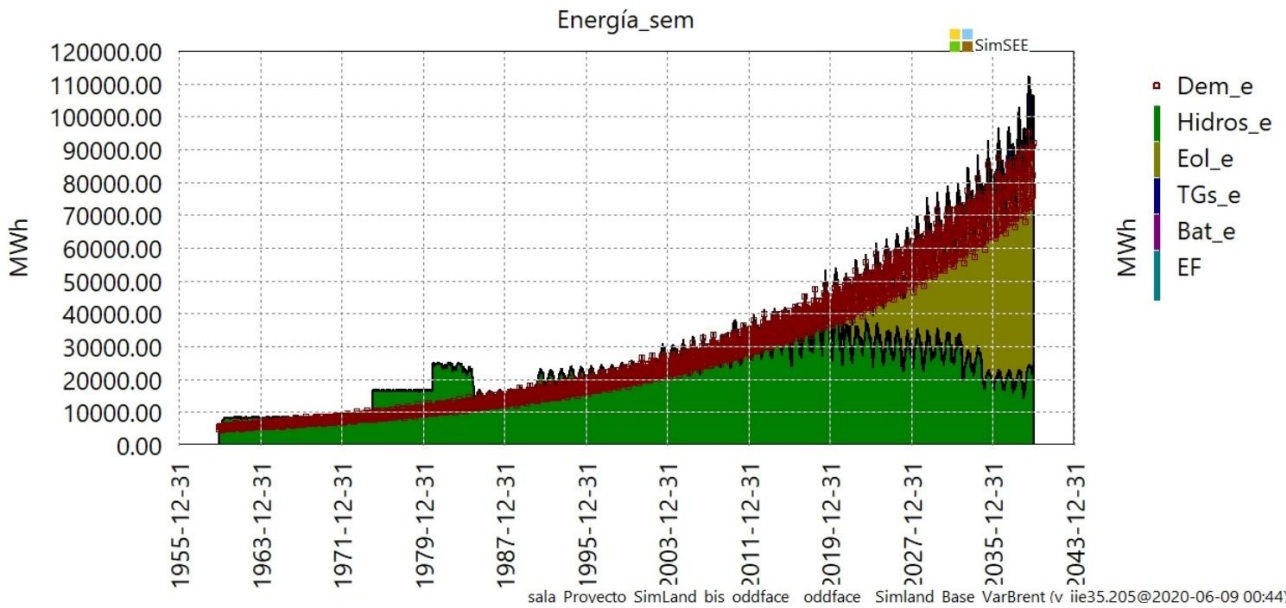


Figura 36 Generación por fuente semanal

### Potencia del arco

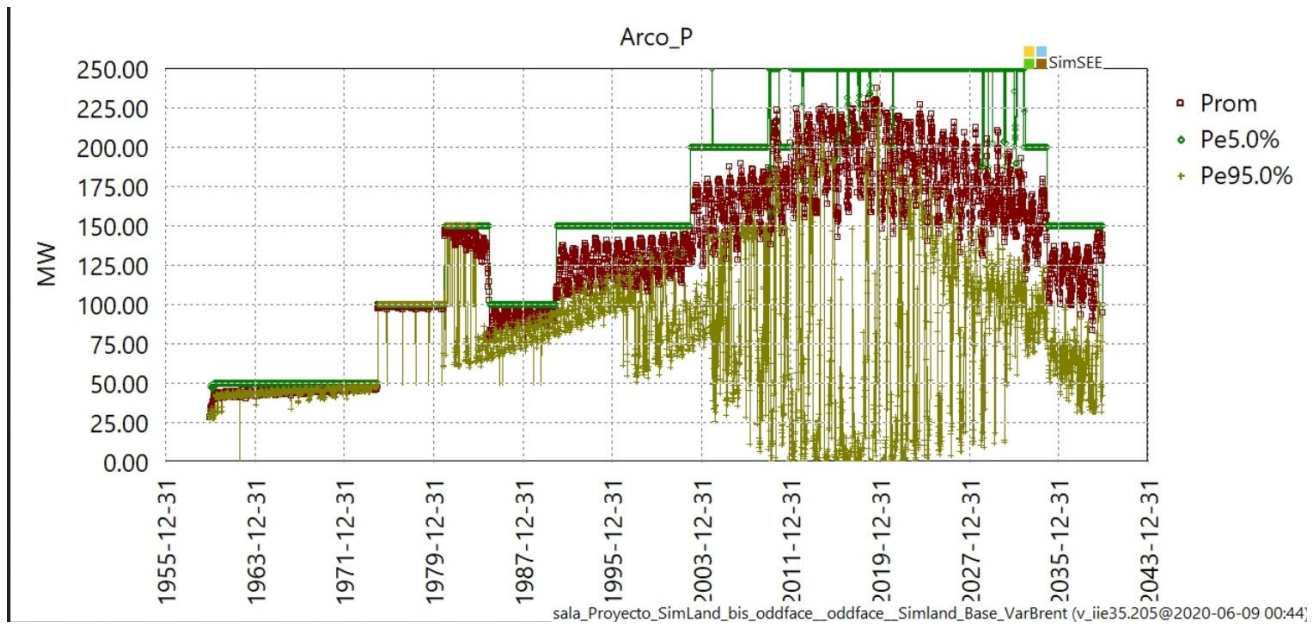


Figura 37 Potencia del arco\_embalse

### Costo Marginal

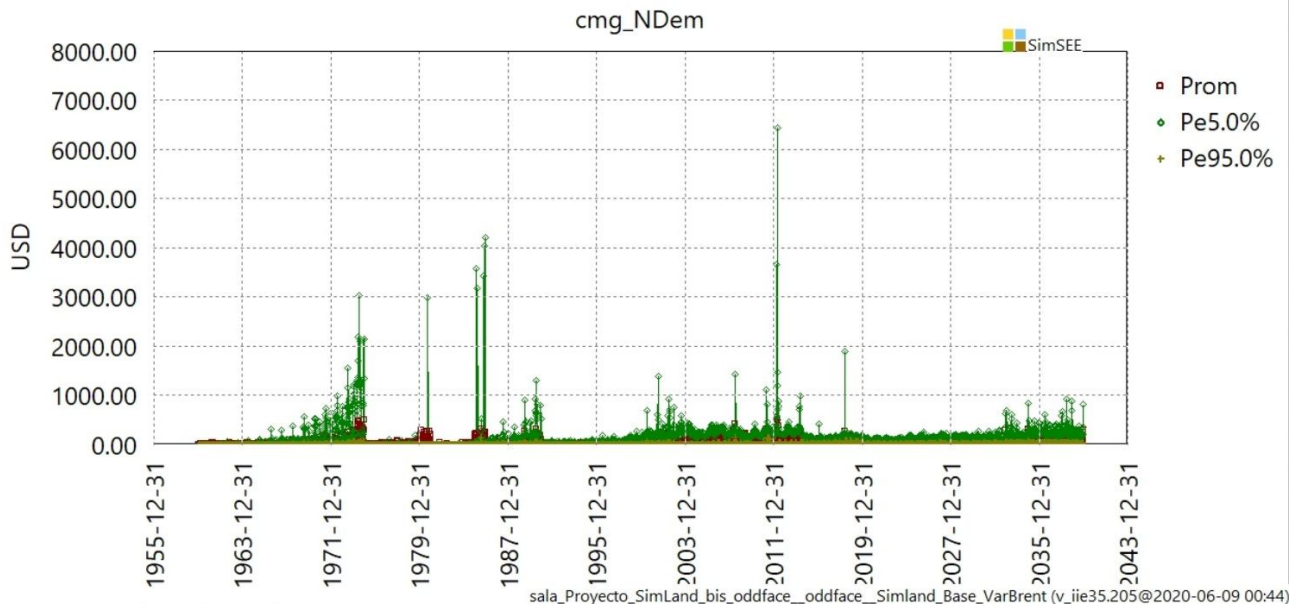


Figura 38 Costo marginal nodo demanda

---

## Conclusiones

El principal objetivo de familiarizarse con el SimSEE fue completado satisfactoriamente, realizando varias simulaciones utilizando las herramientas correspondientes del software, en particular OddFace que se utiliza para la planificación de inversiones.

Se partió de un modelo simplificado y a menor escala del sistema Uruguayo, al que llamamos SimLand, y se realizó la 'deconstrucción' del pasado, cuyo principal objetivo era modelar la instalación del embalse y el momento óptimo que el mismo debería ser construido, y una optimización de las inversiones a futuro, donde podríamos involucrar actores estratégicos como baterías.

En cuanto al primer objetivo, para el precio previsto por IRENA del embalse hidroeléctrico [6] que para nuestro caso correspondía aproximadamente a 1163MUSD, el OddFace nunca instalaba el mismo, optimizando la expansión de generación utilizando únicamente generadores térmicos. Debido a esto, se optó por trabajar con la segunda sala base, y dejar en manos del OddFace la instalación de las turbinas hidráulicas. A su vez, se realizó un análisis de sensibilidad con el precio del embalse para descubrir cuál es el costo crítico donde el mismo empezaría a ser instalado. Este resultado fue que a un costo menor que 380MUSD el embalse es instalado.

Respecto al segundo objetivo, partiendo de la sala optimizada por OddFace para el año 2020, nos enfocamos hacia el futuro, expandiendo el parque de generadores con generadores eólicos, térmicos, hidráulicos y baterías, con un especial énfasis en el modelado de éste último que resulta de particular interés. Sin embargo, en ningún escenario las baterías fueron instaladas, incluso utilizando una tasa de decaimiento del costo de 10% sobre el 70% de la inversión. Se realizaron varias corridas de OddFace variando el costo actual de las baterías hasta un precio de 100USD/kWh, y se decidió no continuar disminuyendo los costos debido a que incluso este último utilizado no es representativo de la realidad actual. La expansión óptima es realizada únicamente con generadores eólicos, térmicos e hidráulicos.

Para concluir, logramos aprovechar las herramientas brindadas, especialmente el Cluster y el OddFace donde se corrieron 37 problemas diferentes, logrando los resultados y conclusiones que se mencionan. Creemos que el SimSEE es una herramienta muy potente e interesante y esperamos poder seguir utilizándola en un futuro. Agradecemos a los docentes por su enseñanza.



---

## Bibliografía

- [1] Schimpe, Michael, et al. "Marginal Costs of Battery System Operation in Energy Arbitrage Based on Energy Losses and Cell Degradation." 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2018, doi:10.1109/eeeic.2018.8493717.
- [2] Xu, Bolun, et al. "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment." IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 2, 2018, pp. 1131–1140., doi:10.1109/tsg.2016.2578950.
- [3] Lazard. "Levelized cost of storage analysis - Version 4.0" 2018 Lazard.
- [4] Lazard. "Levelized cost of energy analysis - Version 12.0" 2018 Lazard.
- [5] Virginia Halty, Mario Vignolo, et al. "Análisis regulatorio de los sistemas de acumulación para su aplicación en Uruguay". II Congreso de Agua Ambiente y Energía, AUGM, Montevideo, Uruguay, 25-27 sep, page 1--6- 2019. Research group(s): Sistemas Eléctricos de Potencia (sep), Mercados Eléctricos (MENTS) Department(s): Potencia.
- [6] RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Volume 1: Power Sector. Issue ¾. HYDROPOWER. June 2012

# Anexos

## Anexo I - equipos operativos al 31 de diciembre

Problemas donde el arco\_embalse lo debe instalar OddFace

	Inv. Emb. MUSD	CF	1960				1961				1962				1963				1964			
			TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob 248	50	292,3	3				3				3				3				3			
Prob 253	250	362,7	3				3				3				3				3			
Prob 256	500	366,2	3				3				3				3				3			
Prob 235	574	365,8	3				3				3				3				3			

	Inv. Emb. MUSD	CF	1965				1966				1967				1968				1969			
			TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob 248	50	292,3	3				3				3				3				3			
Prob 253	250	362,7	3				3				3				3				3			
Prob 256	500	366,2	3				3				3				3				3			
Prob 235	574	365,8	3				3				3				3				3			

	Inv. Emb. MUSD	CF	1970				1971				1972				1973				1974			
			TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob 248	50	292,3	3				3				3	1			3	1			4	1		
Prob 253	250	362,7	3				3				3	1			3	1			3	1		
Prob 256	500	366,2	3				3				3				3				4			
Prob 235	574	365,8	3				3				3				3				4			

	Inv. Emb. MUSD	CF	1975				1976				1977				1978				1979			
			TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob 248	50	292,3	4	1			4	1			4	1			4	1			5	1		
Prob 253	250	362,7	3	1			3	1			3	2			3	2			3	2		
Prob 256	500	366,2	4				4				4				4				5			
Prob 235	574	365,8	4				4				4				5				5			

	Inv. Emb. MUSD	CF	1980				1981				1982				1983				1984			
			TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob 248	50	292,3	4	1			4	1			5	1			5	1			5	1		
Prob 253	250	362,7	2	2			2	2			2	2			2	2			2	2		
Prob 256	500	366,2	4				4				5				5				5			
Prob 235	574	365,8	4				5				5				5				5			

	Inv. Emb. MUSD	CF	1985				1986				1987				1988				1989			
			TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob 248	50	292,3	4	1			4	1			4	1			5	1			5	1		
Prob 253	250	362,7	1	2			1	2			1	2			1	3			1	3		
Prob 256	500	366,2	4				4				6				7				7			
Prob 235	574	365,8	4				4				4				4				4			

## Problemas donde el arco\_embalse está instalado desde el inicio

		1960				1961				1962				1963				1964			
		TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat	TG	H	Eol	Bat
Prob concatenados	243	251	1	1		1	1			1	1			1	1			1	1		
Prob concatenados	252	277	1	1		1	1			1	1			1	1			1	1		
		1965				1966				1967				1968				1969			
Prob concatenados	243	251	1	1		1	1			1	1			1	1			1	1		
Prob concatenados	252	277	1	1		1	1			1	1			1	1			1	1		
		1970				1971				1972				1973				1974			
Prob concatenados	243	251	1	1		1	1			1	1			2	1			2	1		
Prob concatenados	252	277	1	1		1	1			1	1			1	1			1	2		
		1975				1976				1977				1978				1979			
Prob concatenados	243	251	2	1		2	1			2	2			2	2			2	2		
Prob concatenados	252	277	1	2		1	2			1	2			1	2			1	2		
		1980				1981				1982				1983				1984			
Prob concatenados	243	251	1	2		1	2			1	3			1	3			1	3		
Prob concatenados	252	277	0	3		0	3			0	3			0	3			0	3		
		1985				1986				1987				1988				1989			
Prob concatenados	243	251	1	2		1	2			1	2			2	2			2	2		
Prob concatenados	252	277	1	2		1	2			1	2			1	2			1	2		
		1990				1991				1992				1993				1994			
Prob concatenados	243	251	2	2		2	2			2	2			2	2			2	2		
Prob concatenados	252	277	1	3		1	3			1	3			1	3			1	3		
		1995				1996				1997				1998				1999			
Prob concatenados	243	251	2	2		3	2			3	2			2	2			2	3		
Prob concatenados	252	277	1	3		1	3			1	3			1	3			1	3		
		2000				2001				2002				2003				2004			
Prob concatenados	243	251	2	3		2	3			2	3			2	3			2	3		
Prob concatenados	252	277	1	3		1	3			1	4			1	4			2	4		
		2005				2006				2007				2008				2009			
Prob concatenados	243	251	2	5		2	5			2	4			2	4			2	4		
Prob concatenados	252	277	2	4		2	4			3	4			3	4			5	5		
		2010				2011				2012				2013				2014			
Prob concatenados	243	251	2	5		2	5			3	4			5	4			5	4		
Prob concatenados	252	277	4	4		4	5			5	5			5	5			6	5		
		2015				2016				2017				2018				2019			
Prob concatenados	243	251	5	4		6	4			6	5			8	5			8	5		
Prob concatenados	252	277	6	5		6	5			6	5			7	6			7	6		
		2020				2021				2022				2023				2024			
Prob concatenados	243	251	7	5	60	7	5	90	7	5	90	7	5	120	7	5	135	7	5	135	
Prob concatenados	252	277	7	5	60	7	5	90	7	5	90	7	5	120	7	5	135	7	5	135	
		2025				2026				2027				2028				2029			
Prob concatenados	243	251	7	5	150	7	5	165	7	5	180	7	5	210	7	5	210	7	5	210	
Prob concatenados	252	277	7	5	150	7	5	165	7	5	180	7	5	210	7	5	210	7	5	210	
		2030				2031				2032				2033				2034			
Prob concatenados	243	251	6	5	225	6	5	240	6	4	285	8	4	285	8	3	330	8	3	330	
Prob concatenados	252	277	6	5	225	6	5	240	6	4	285	8	4	285	8	3	330	8	3	330	
		2035				2036				2037				2038				2039			
Prob concatenados	243	251	8	3	360	9	3	375	8	3	405	10	3	450	11	2	750	11	2	750	
Prob concatenados	252	277	8	3	360	9	3	375	8	3	405	10	3	450	11	2	750	11	2	750	