



# Proyección de las compras futuras de combustibles

Curso SimSEE - 2020  
Fing - Instituto de Ingeniería Eléctrica



**Autores:**  
Santiago de Mello  
Esteban Macazaga  
Yamandú Ramos

## Índice

|  |    |
|--|----|
| Objetivo   | 2  |
| Introducción   | 3  |
| Hipótesis de trabajo                                 | 5  |
| Condiciones hidrológicas y meteorológicas            | 5  |
| Centrales térmicas de UTE y combustible de ANCAP     | 7  |
| Consideraciones en SimSEE                            | 9  |
| Metodología  | 12 |
| Plantilla SimRes3                                    | 12 |
| Sensibilidad climática frente a escenarios del ENOS. | 12 |
| Compras de combustible                               | 13 |
| Resultados obtenidos                                 | 14 |
| Conclusiones y comentarios finales                   | 19 |
| Trabajos futuros                                     | 20 |
| Referencias  | 21 |

# Objetivo

En el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE), Curso edición 2020, se establece como método de aprobación, la elaboración de un proyecto final, el cual demuestre que los conocimientos adquiridos en el curso fueron adecuados.

Como primer objetivo, los autores han elegido como tema el de proyectar las compras futuras de combustibles, para garantizar el abastecimiento para las centrales térmicas de UTE manteniendo así la confiabilidad del sistema.

Para lograr este objetivo se utilizará los conocimientos sobre el aprovisionamiento de combustible, la variabilidad climática y el despacho de energía eléctrica al menor costo posible.

Otro objetivo planteado es explorar la sensibilidad de las condiciones futuras del fenómeno climático conocido como El Niño Oscilación del Sur (en adelante ENOS), y el impacto que tiene en las compras futuras de combustible.

# Introducción

La energía eléctrica del país es abastecida por distintas fuentes, renovables y no renovables. En los últimos años Uruguay realizó un cambio en la matriz energética introduciendo fuertemente energías renovables como la eólica y solar, esto sumado a la energía hidráulica ya existente, se logra autoabastecerse sin necesidad de importar energía eléctrica por déficit a sus países vecinos. Coyunturalmente en el momento de la realización de este curso, Uruguay está importando energía pero no por un tema de déficit, sino porque es más económico que generar con las centrales térmicas.

Este hito, no hubiese sido posible únicamente abasteciendo el sistema con energías renovables debido principalmente a la estabilidad de los recursos, para obtener esta autonomía, el sistema cuenta con unidades térmicas las cuales utilizan combustible fósil para convertirlo en energía eléctrica. Estas máquinas, generan la posibilidad de ser utilizadas a demanda, con encendidos rápidos de aproximadamente 20 min y en forma modular, para poder atender tanto las demandas de energía, frente a escasez de recursos renovables, a demandas de potencias por picos de consumos característicos de los sistemas, o incluso ser utilizadas como reserva flotante del sistema.

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (en adelante UTE), empresa estatal eléctrica del país, cuenta con máquinas térmicas para generar energía eléctrica con distintos combustibles como insumo, los cuales serán detallados en la hipótesis del trabajo.

Los combustibles líquidos utilizados en estas centrales, son proveídos por la Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (en adelante ANCAP) empresa estatal monopólica en el abastecimiento de combustibles líquidos del país.

El aprovisionamiento de combustible para generación eléctrica posee características especiales que serán mencionadas en este informe, siendo éste un aspecto a tener en cuenta para la proyección de compras futuras de combustibles.

El SimSEE es un modelo que optimiza y simula el funcionamiento de un sistema eléctrico a distintos horizontes de tiempo. Esta herramienta realiza una optimización dinámica estocástica que busca una política de operación que minimice el valor del Costo de Abastecimiento de la Demanda (en adelante CAD), luego el modelo simula múltiples realizaciones de los procesos estocásticos involucrados, con el fin de obtener una operación detallada del sistema eléctrico permitiendo evaluar riesgos y posibles escenarios futuros.

El sistema uruguayo en los últimos años se expandió con una fuerte incorporación de energía eólica representando un 40% de la energía anual del país, teniendo este recurso poca variabilidad interanual. Por otro lado, la generación hidroeléctrica puede representar entre un 30% y un 70% de la energía anual utilizada, presentando grandes diferencias interanuales dependiendo de la variabilidad climática.

En particular, la energía eólica introduce en el sistema grandes fuentes de variabilidad, según Gutiérrez (2011) identifica cambios y rampas en cortos lapsos de tiempo. Por otro lado, la energía eólica a escalas temporales que involucran las compras de combustibles (60 días) se pueden considerar estables presentando un desvío en la generación eólica acumulada. El reporte final de la complementariedad de las energías renovables (Chaer et al, 2014) muestra los desvíos de la generación acumulada para diferentes cortes de probabilidad tanto para la energía eólica como hidroeléctrica; mostrando que para cortes de probabilidad del 5%, a un horizonte de dos meses, la energía eólica presenta desvíos acumulados del orden del 10% mientras que para la energía hidráulica supera el 60%.

Por tal motivo gran parte de la variabilidad del sistema se puede atribuir a la generación hidráulica. Esta generación va a depender no solo de las precipitaciones, sino también del fenómeno meteorológico, cantidad y frecuencia de precipitación. Gran parte de la variabilidad de las precipitaciones a escala intraestacional (entre 20 y 90 días) está asociada al fenómeno del ENOS (Maciel 2015). A su vez Alvarez (2016) y Teledesco y Terra (2018) indica que la Zona de Convergencia del Atlántico Sur (ZCAS) y la Oscilación Madden Julian tienen una gran influencia en las precipitaciones a escala estacional.

El trabajo de Maciel et al. (2015) introduce al SimSEE un generador estocástico de Correlación en el Espacio Gaussiano con Histograma (en adelante, CEGH) para incorporar información de ENOS. Esta incorporación se hace mediante la valoración del agua en las centrales hidroeléctricas y demuestra que su utilización reduce los costos de la operación. De esta manera el SimSEE incorpora la información del ENOS asociada a la variabilidad de la generación hidroeléctrica.

# Hipótesis de trabajo

A continuación, se describen las principales características de las simulaciones implementadas, así como también las condiciones iniciales de stock de combustibles y el estado hidrológico de partida.

## Condiciones hidrológicas y meteorológicas

Las centrales hidroeléctricas que son consideradas para este proyecto son: Bonete, Palmar, Salto Grande y Baygorria, esta última es considerada una central de paso sin considerar su embalse. Estas centrales parten de valores de cotas de 32,7m en Salto Grande, Palmar con 37,6m y Bonete 73,4m. La situación hidrológica se puede determinar mediante el índice de precipitación estandarizado (IPE), desde enero a la fecha se observa una sequía que afecta a las cuencas de Salto Grande (SG) y el Río Negro (RN). Dicha situación de déficit hídrico se categoriza mediante el IPE y determina el grado de severidad. La figura 1 muestra el IPE analizado a 6 meses (escala hidrológica) y determina una sequía extrema en gran parte de la cuenca inmediata y media de SG, y de moderada para la cuenca alta. En las cuencas del RN, Bonete presenta una sequía severa y el resto de las sub-cuencas entre moderada y severa.

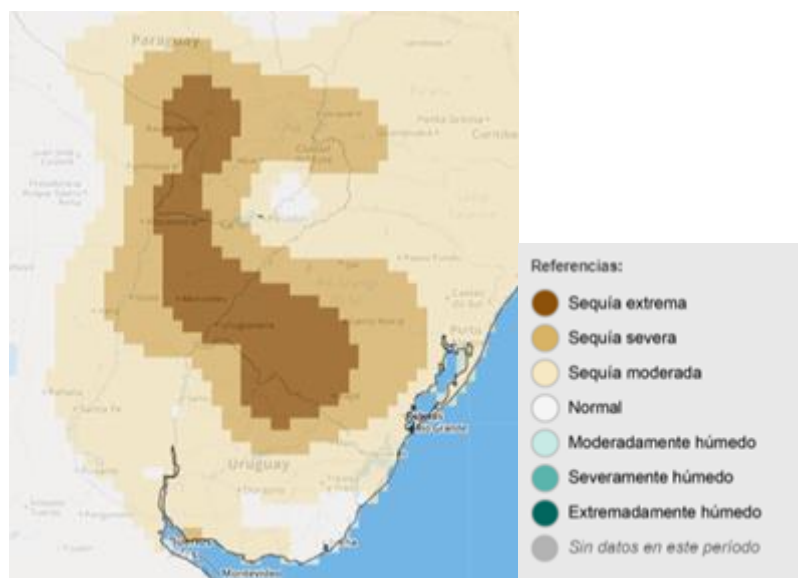


Figura 1: IPE. Fuente: <http://sissa.crc-sas.org/>

El Índice del ENOS considerado por Maciel et al. (2015) es la anomalía de temperatura del Pacífico ecuatorial en la región 3.4 como se indica en la figura 2. Las distintas regiones de la figura 2 están asociadas a otros índices de el ENOS, ejemplos:

Niño 3, Niño 4, Niño 1+2. Cada uno de estos índices tiene asociadas teleconexiones que influyen en distintas regiones del planeta, el tipo de teleconexión dependerá de la intensidad de la anomalía de temperatura del evento y la época del año. El índice de ENOS más estudiado, y que tiene mayor incidencia en Uruguay y en el Sudeste de Sudamérica, es el índice 3.4 (iN34).

Otro factor importante a destacar, es el hecho que el ENOS es un fenómeno de interacción entre la atmósfera y el océano. Las teleconexiones se manifiestan cuando existe un acople entre ellos, por tanto pueden existir condiciones de anomalías en el índice iN34 y que no se manifieste el impacto esperado. En el trabajo de Maciel (2015) se determina que el iN34 brinda información de los aportes en las centrales hidroeléctricas todos los meses del año. También puede darse el escenario que se tengan condiciones de sequía y que el índice iN34 no presente anomalías de temperatura significativas, dando la pauta que la sequía pueda deberse a otros modos de variabilidad no asociados al ENOS (como en la situación actual).

La intensidad en la anomalía del iN34 es un factor clave, algunos autores suelen definir un evento ENOS cuando la anomalía de temperatura supera los  $0.5^{\circ}\text{C}$ , para este trabajo y considerando los resultados de Maciel (2015), definimos 5 escenarios del ENOS en base a distintos umbrales en la anomalía de temperatura. Se definió como Niño Intenso cuando la anomalía supera los  $2^{\circ}\text{C}$ , Niño Moderado cuando la anomalía supera  $1^{\circ}\text{C}$ , condiciones de Niña Intensa cuando la anomalía es inferior a  $-2^{\circ}\text{C}$ , Niña Moderada cuando es inferior a  $-1^{\circ}\text{C}$ , por último se definen condiciones neutras cuando la temperatura está entre  $-1^{\circ}\text{C}$  y  $1^{\circ}\text{C}$ . La diferencia de los umbrales con respecto a otros autores se debe a minimizar el problema de acople entre el océano y la atmósfera, para los valores determinados, y debido a la inercia térmica de los océanos, cuando la región del iN34 tiene una anomalía de más de un grado (positiva o negativa) es muy baja la probabilidad de que no estén acoplados el océano y la atmósfera.

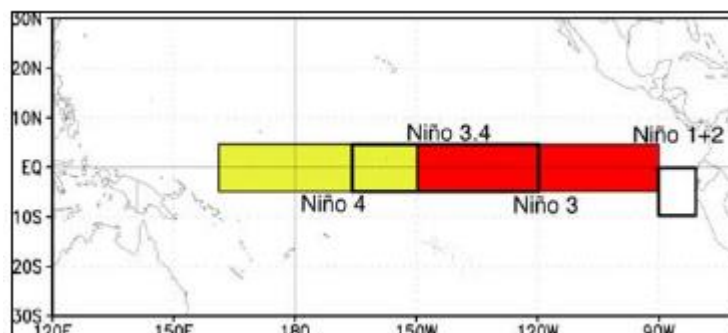


Figura 2: Regiones definidas en distintos índices de el ENOS tomada de NOAA: <https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/precip/CWlink/MJO/enso.shtml>

Los pronósticos del el ENOS utilizados son los provenientes del el International Research Institute for Climate and Society (IRI). Estos pronósticos de carácter climático tienen sus particularidades, su validación y uso están dados para períodos integrados de tres meses, como se puede apreciar en la figura 3. En la misma se muestran dos grupos de pronósticos, un grupo de modelos dinámicos, cuyo promedio es la línea roja, y otro grupo de modelos estadísticos promediados en verde. Los pronósticos incorporados en las simulaciones corresponden al promedio de los modelos dinámicos, a cada mes se le asigna un único valor diario, que se corresponde con el valor del trimestre y se le asigna al mes del medio del trimestre.

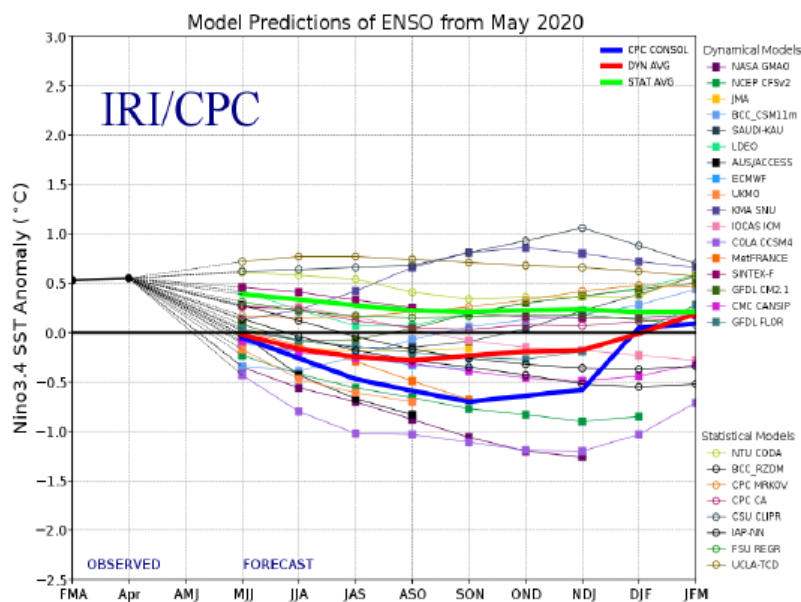


Figura 3: Pronósticos de el ENOS. Fuente: IRI.

## Centrales térmicas de UTE y combustible de ANCAP

A los efectos de este proyecto, la sala SimSEE tendrá cargado como máquinas térmicas:

Que utilizan Fuel Oil Motores (FOM) como combustible:

**Motores, 7 máquinas**, cada unidad:

Potencia: 10 MW

Costo variable: 100,3 USD/MWh

Que utilizan Gas Oil (GO) como combustible:

**Ciclo Combinado, 2 unidades de TG + 1 TV**, cada unidad:

Potencia TG: 176,2 MW

Potencia TV: 200 MW

Costo variable: 132,6 USD/MWh



**PTI 1-6, 6 unidades**, cada unidad:

Potencia: 48 MW

Costo variable: 146,4 USD/MWh

**PTI 7-8, 2 unidades**, cada unidad:

Potencia: 22,7 MW

Costo variable: 154,5 USD/MWh

**CTR, 2 unidades**, cada unidad:

Potencia: 111 MW

Costo variable: 181,5 USD/MWh

El almacenamiento del combustible líquido para generación se divide de la siguiente forma:

En tanques de UTE en predios de UTE:

Fuel Oil Motores: 20.300 m<sup>3</sup>

Gas Oil: 61.600 m<sup>3</sup>

En tanques de UTE en predio de ANCAP:

Gas Oil: 68.600 m<sup>3</sup>

Estos valores son expresados en metros cúbicos operativos, ya que se entiende que las taras no serán utilizadas y cuando se deba reponer será del volumen operativo.

Como se mencionaba en la introducción el aprovisionamiento de combustible por parte de ANCAP tiene sus particularidades.

ANCAP posee el monopolio del abastecimiento de combustibles líquidos en el país, la empresa se encarga de la refinación del petróleo crudo en todos los derivados de interés para abastecimiento del país. Para el caso del abastecimiento de UTE, surge la casuística que al poseer máquinas térmicas que son de respaldo del sistema eléctrico, genera una inestabilidad de consumo imposible de absorber por la refinería, ya que en momentos puede no consumir combustible por muchos meses, y de un momento a otro comenzar con consumos extremos, imposibilitando adaptar la refinación al consumo de UTE sumado a la demanda nacional. Por este motivo, cuando UTE necesita combustible, ANCAP es el encargado de gestionar las importaciones de combustibles, tanto de Fuel Oil Motores como de Gas Oil.

La discriminación de donde están los tanques se debe a que cuando ANCAP realiza una importación de GO, realiza la descarga en los tanques propiedad de UTE pero, por razones logísticas se encuentran en el predio de ANCAP. Esto no sucede con el

FOM ya que sus consumos son menores y ANCAP puede recibir las importaciones en sus tanques sin mayores inconvenientes.

A efectos de este proyecto, no se considerará la posibilidad de almacenar Gas Oil en tanques propiedad de ANCAP, dejando así una capacidad máxima de acopio de Gas Oil de 130.200 m<sup>3</sup> (capacidad total en tanques propiedad de UTE).

En lo que refiere a la importación por parte de ANCAP, UTE debe informar la necesidad de compra con una antelación de **60 días calendario**, esto se asocia con la peor condición de importación, ya que si bien ANCAP puede conseguirlo en menos tiempo, en un escenario desfavorable demoraría 60 días.

En el estudio de las compras de combustibles fueron procesados los resultados obtenidos por el SimSEE mediante Excel y se determinaron los volúmenes y fechas de compra, ya que la implementación de este estudio en el SimSEE escapa de los objetivos de este trabajo.

Al simular 8 meses se asumen que los costos de combustibles son constantes:

| Combustibles    | U\$/m <sup>3</sup> |
|-----------------|--------------------|
| Gasoil          | 518.1              |
| Fueloil Motores | 384.4              |

Tabla 1: Costos de combustibles por metro cúbico

Por lo expresado anteriormente no se considera necesario desindexar el precio del combustible, ya que no se considera que el país esté en un contexto de economía con alto grado de inflación y mucho menos hiperinflacionario.

## Consideraciones en SimSEE

Para la realización de este trabajo se utilizó la versión del SimSEE viie27\_203 (18/3/2020) y la sala de Programación Estacional, obtenidos de la página de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

PES\_2020-05-1\_CasoBase\_diario\_ADME\_COVID19.

Sala base: PAM 2020-04-1 Paso diario

Número de Postes:   Postes monótonos

| Poste N° | 1 | 2 | 3  | 4 |
|----------|---|---|----|---|
| Duración | 1 | 4 | 13 | 6 |

Figura 4: distribución horaria de los postes.

Sala base:

- Actualización de cv de unidades térmicas según coef. 81 en el Caso Base (precios ANCAP).
- Fecha inicio, cotas y aportes dados
- Importación desde ARG, hasta 200 MW con disp 20% a precio cvMOT-10% excepto entre las 17:00 a 21:59 hs.
- Exportación a BR, hasta 200 MW con 70% de disponibilidad.
- Características de la fuente CVI, que es el borne de precios del actor Spot de Mercado Postizado Exp\_BR.
- Valores iniciales de cmo, tendencia cmo y tendencia petróleo.
- Mantenimientos correspondientes a Gantt V6 (02/04/2020)

Mantenimiento de las centrales térmicas Gantt V6 (02/04/2020):

Visor gráfico de mantenimientos programados.

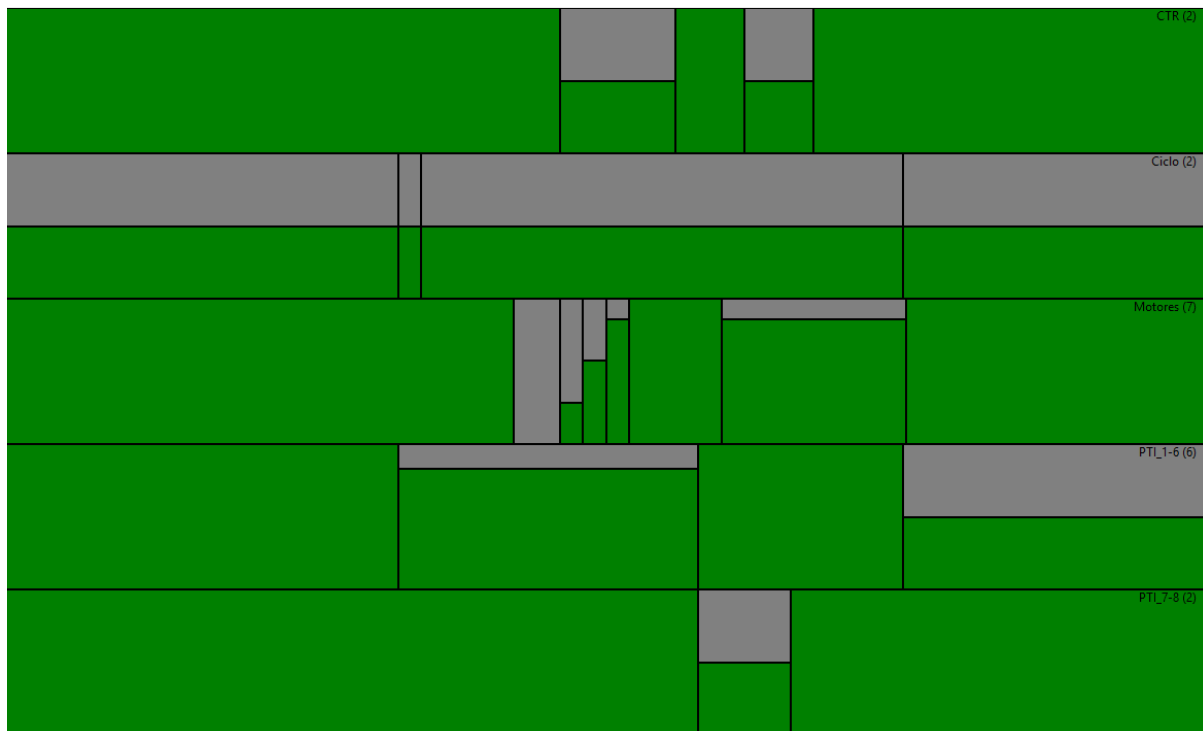


Figura 5: Mantenimientos de unidades térmicas

En el plan de mantenimiento se puede visualizar que los motores entran todos en mantenimiento en septiembre/2020, este hito se verá reflejado en el consumo de FOM.

# Metodología

Una vez establecidas las hipótesis se procede a verificar la situación de base para una simulación de 8 meses.

La información utilizada para la decisión de compras de combustible son el promedio de los consumos diarios que poseen el 5% de los casos más secos de las simulaciones, para determinarlos se utilizó la post-operación CVaR entre 0,9 y 1,0.

## Plantilla SimRes3

Para lograr visualizar las necesidades de combustible, primero se obtuvo el valor de energía de las centrales térmicas, y luego utilizando el costo variable combustible se determinan los metros cúbicos consumidos por las centrales térmicas. Para esto se creó una plantilla SimRes3 la cual mediante operaciones crónicas y post operaciones nos permitió realizar los mencionado anteriormente.

Esquemáticamente se sintetizan los pasos seguidos:

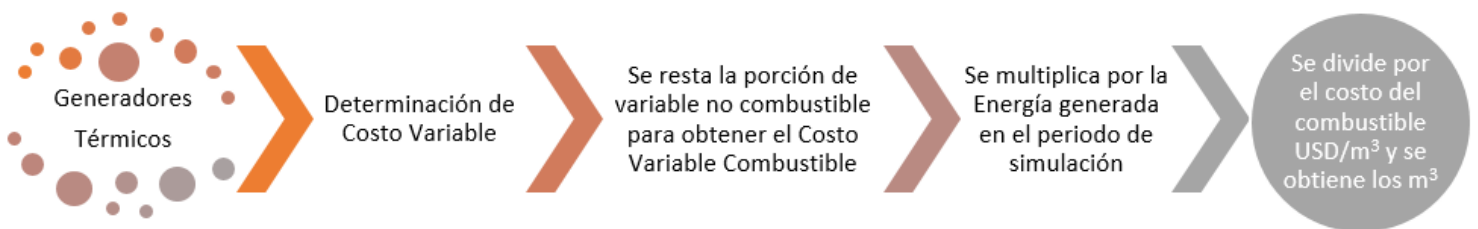


Figura 6: Esquema conceptual de las operaciones realizadas en SimRes3

Se imprimieron en SimRes3 los consumos de FOM y GO promedios diarios, en histogramas divididos de a 10% en excedencia las variables FOM y GO acumulados, como también del CAD y su acumulado.

Como matriz de datos se imprimieron los resultados de la post-operación CVaR entre 0,9 y 1,0 para FOM y GO, estos fueron utilizados para la evaluación de compra futura de combustible en el plazo de simulación.

## Sensibilidad climática frente a escenarios del ENOS.

Para analizar la sensibilidad climática frente a distintos escenarios de el ENOS se realizaron seis simulaciones para el periodo de análisis considerado. La primera, que será tomada como caso base, corresponde a la simulación original considerando los pronósticos del iN34, dichos valores son tomados del IRI según lo descrito en la metodología. En el SimSEE, el CEGH que contiene la información de el iN34 es el *SintetizadorCEGH\_BPS50\_IN34\_BRSUL\_diario.txt* y los pronósticos del IRI son

incorporados como guía de probabilidad de 50%. Se consideran un número de pasos de control del cono (NPCC) igual al total de pasos de tiempo (213 días). Por tal motivo no es necesario fijar el número de pasos de liberación del cono (NPLC) considerando  $NPLC=0$ , ni el número de pasos de apertura del cono (NPAC) considerando  $NPAC=0$ . Para las restantes 5 simulaciones se consideran los escenarios de: Niño intenso, Niño moderado, Niña intensa, Niña moderada y condiciones neutras. En cada uno de estos escenarios, se reemplazan los pronósticos por los valores correspondientes a cada escenario (valor constante de:  $-2^\circ$ ,  $-1^\circ$ ,  $1^\circ$ ,  $2^\circ$  y  $0^\circ$  respectivamente).

## Compras de combustible

Una vez realizadas las simulaciones se obtuvieron las matrices de datos del SimRes3 con la información de los combustibles acumulada al 5% de excedencias.

Obtenidas las matrices con el acumulado, es posible calcular el consumo diario promedio del 5% de las crónicas más secas para cada situación inicial establecida.

El comienzo de la toma de datos es a partir del 02 de mayo del 2020, y se parte de un stock inicial de los combustibles para monitorear su evolución bajo las 5 suposiciones del estado del niño y el caso base.

Los stocks iniciales de combustibles considerados son los siguientes:

FOM: 11.117 m<sup>3</sup>

GO: 72.457 m<sup>3</sup>

La decisión de compra será tomada cuando el stock sea consumido en su totalidad, de esta forma la política de operación en lo que respecta a los combustibles será la de trabajar con el mínimo stock posible.

Para este análisis utilizamos Excel, mediante fórmulas que evalúan el stock actual restando el consumo dado por la simulación y verificando la necesidad de compra, cuando se determina que se ha agotado el combustible, establece una fecha y una cantidad a solicitar para que ANCAP realice la importación tomando en cuenta los 60 días que necesita para realizar la gestión. (ver anexo 1 para el GO y anexo 2 para el FOM)

En la condición inicial (los primeros 60 días) en los cuales no se obtienen datos de consumo previos al 02 de mayo del 2020, la función cambia reponiendo el combustible utilizado en la ventana inferior a los 60 días, pero tomando la decisión de compra considerando los tiempos necesarios por ANCAP.

# Resultados obtenidos

Los resultados obtenidos se enfocan en el consumo y la existencia diaria de combustible y la determinación de cuándo deberían ser realizadas las compras con para cada uno de los escenarios supuestos.

En las figuras 7 y 8, se puede apreciar la evolución del consumo diario de los combustibles.

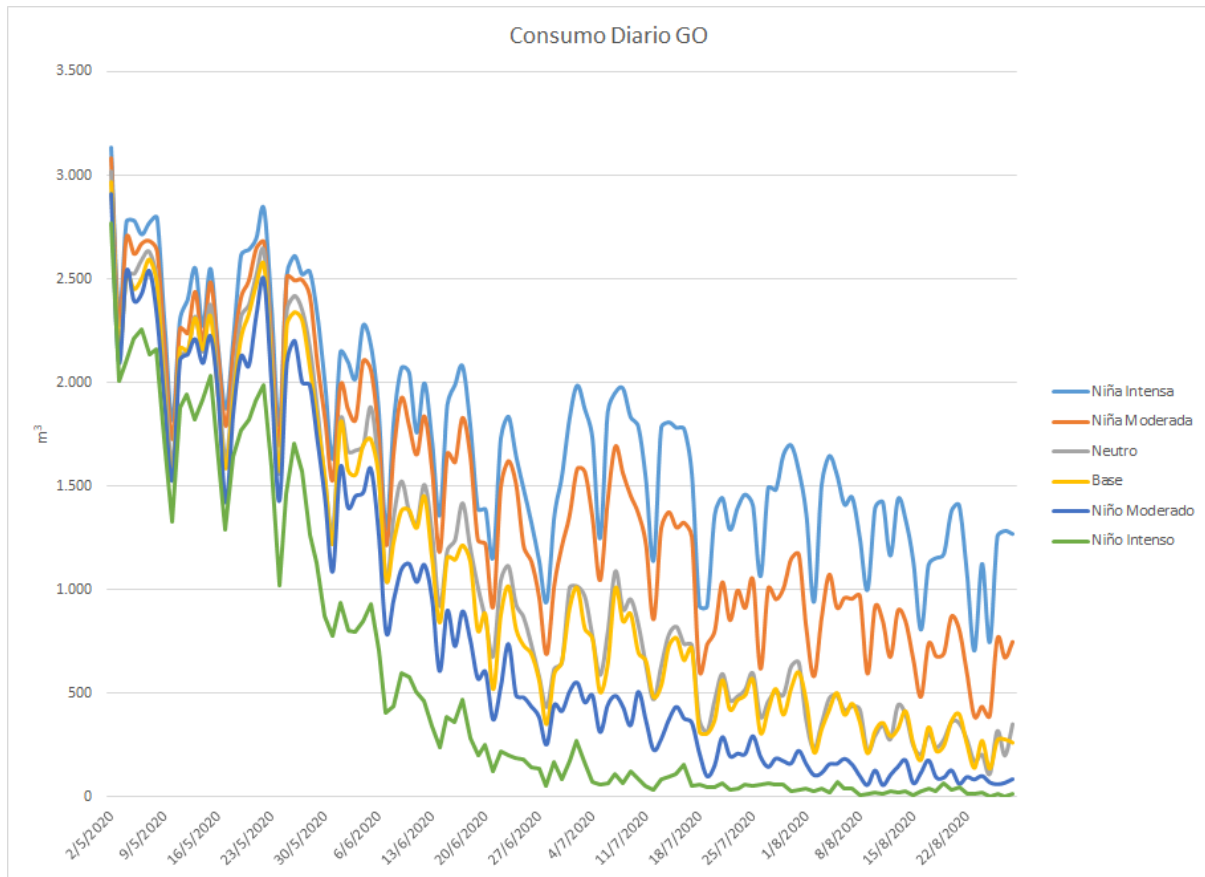


Figura 7: Consumo diario de GO para los casos simulados

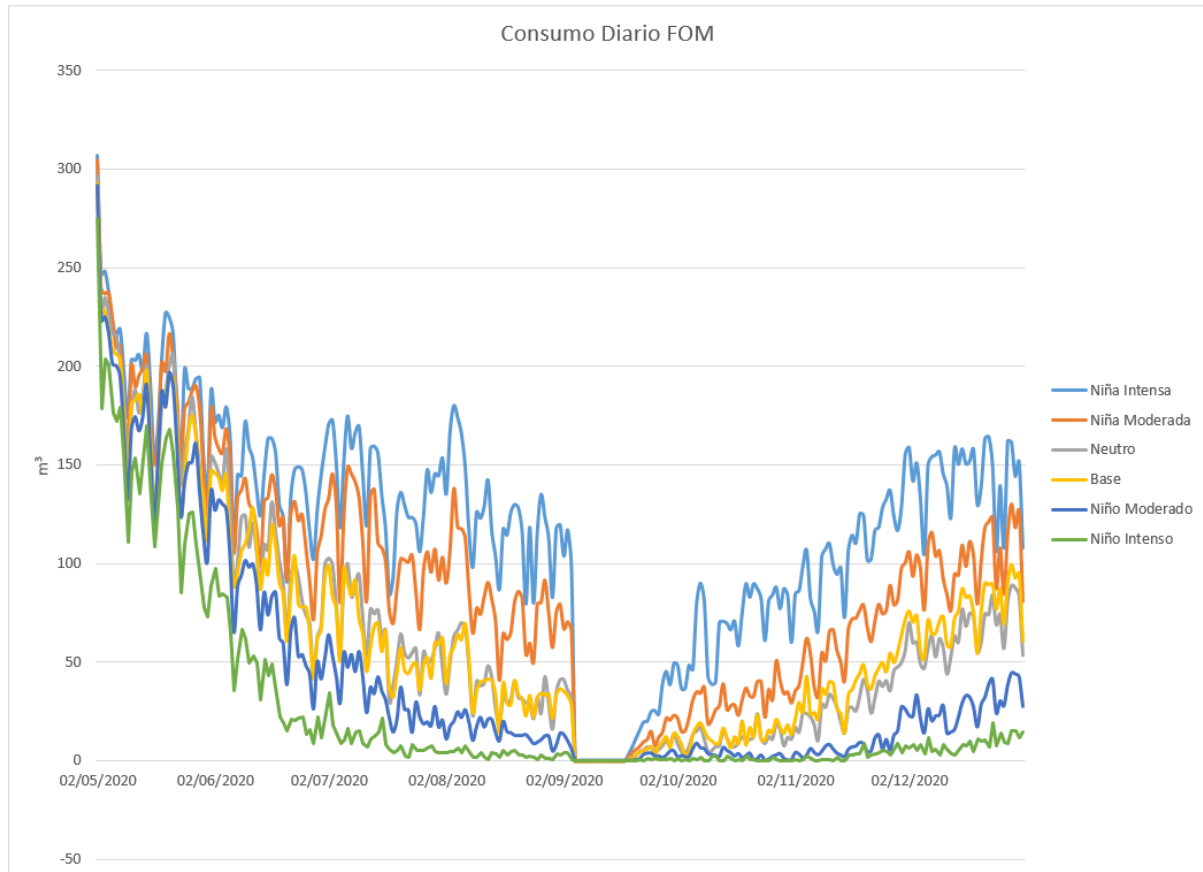


Figura 8: Consumo diario de FOM para los casos simulados

Se puede observar que los mayores consumos se dan en los escenarios de Niña, tanto para el GO como para el FOM.

La discontinuidad que se aprecia en la figura 8 de los consumos del FOM, se debe al efecto del mantenimiento en septiembre, donde todos los motores paran para renovar su sistema de control.

En las figuras 9 y 10 se puede apreciar la evolución de las existencias diarias de combustible, partiendo de un stock inicial de FOM: 11.117 m<sup>3</sup> y GO: 72.457 m<sup>3</sup>.

En cada serie se pueden visualizar los incrementos en el stock como consecuencia de las compras de combustibles realizadas.

Se observa en cada uno de los gráficos la política de operación respecto a los combustibles trabajando con el stock mínimo.



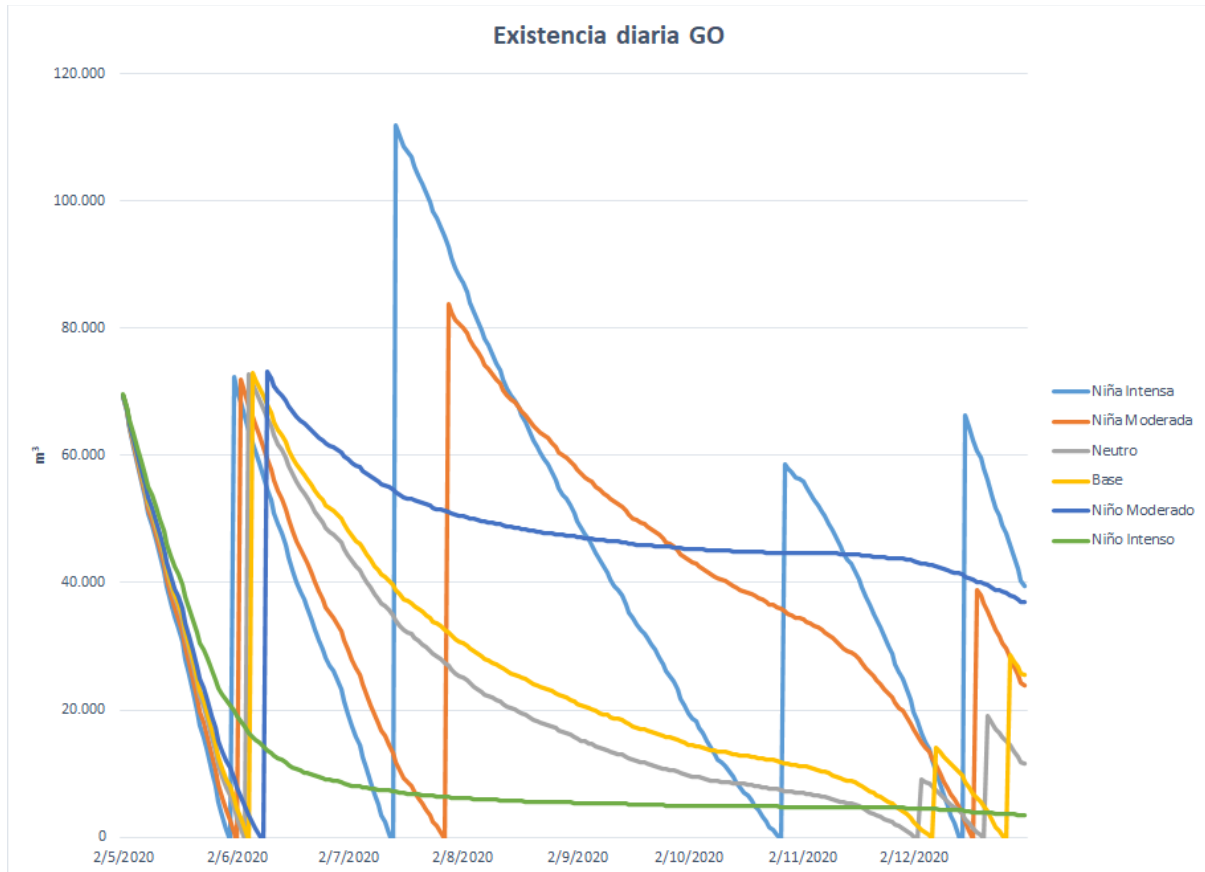


Figura 9: Variabilidad de existencias diarias de GO para los casos simulados

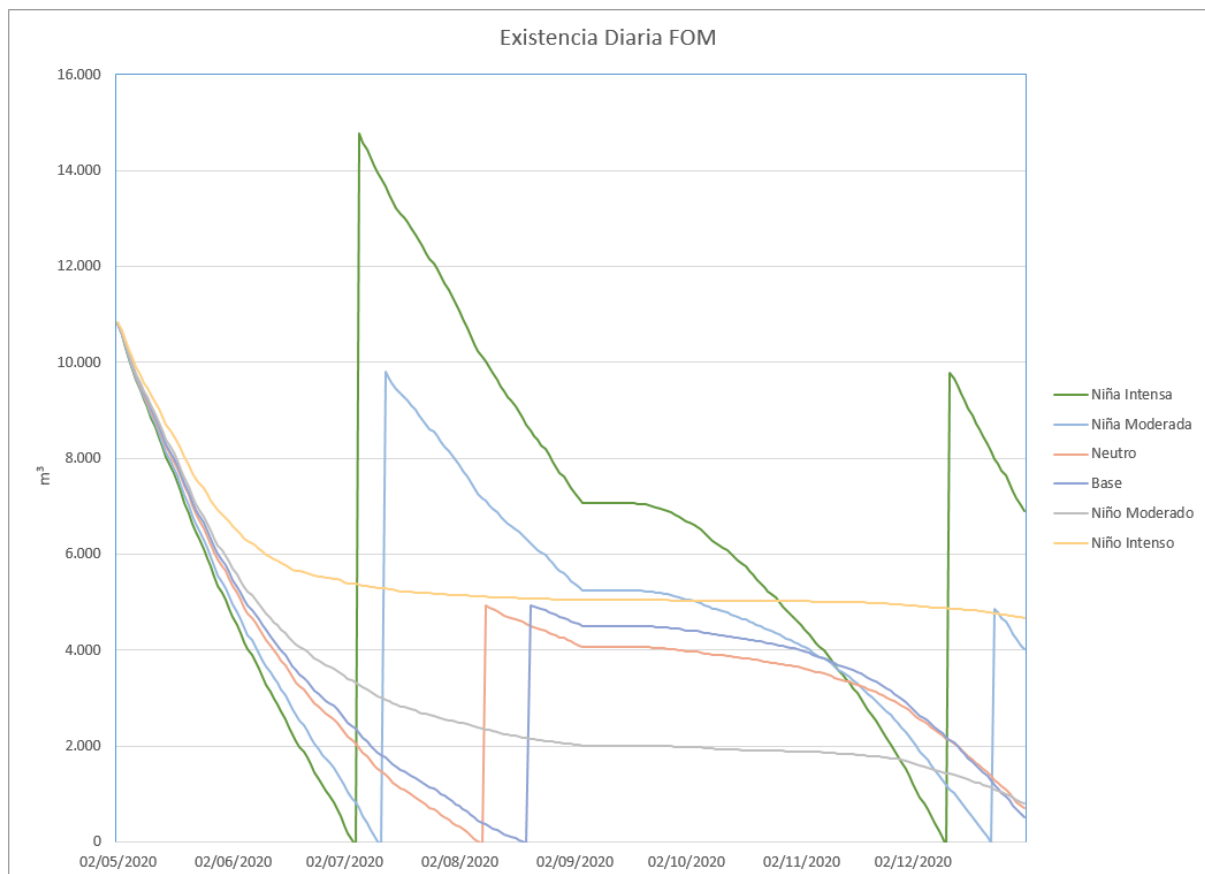


Figura 10: Variabilidad de existencias diarias de FOM para los casos simulados

En las tablas 2 y 3, se aprecia el calendario de compras a realizar y la fecha de ejecución de cada una de ellas para los combustibles y escenarios analizados. Los resultados obtenidos están alineados con lo expuesto anteriormente en relación a los consumos y existencias, y la influencia de la variación del ENOS.

| <b>Compras proyectadas a efectuar de GO en m<sup>3</sup></b> |              |               |        |        |               |              |                 |
|--|--------------|---------------|--------|--------|---------------|--------------|-----------------|
| Fecha entrada  | Niña Intensa | Niña Moderada | Neutro | Base   | Niño Moderado | Niño Intenso | Fecha de Compra |
| 31/05/2020   | 75.000       | 0             | 0      | 0      | 0             | 0            | 01/04/2020      |
| 02/06/2020   | 0            | 75.000        | 0      | 0      | 0             | 0            | 03/04/2020      |
| 04/06/2020   | 0            | 0             | 75.000 | 0      | 0             | 0            | 05/04/2020      |
| 05/06/2020   | 0            | 0             | 0      | 75.000 | 0             | 0            | 06/04/2020      |
| 09/06/2020   | 0            | 0             | 0      | 0      | 75.000        | 0            | 10/04/2020      |
| 14/07/2020   | 115.000      | 0             | 0      | 0      | 0             | 0            | 15/05/2020      |
| 28/07/2020   | 0            | 85.000        | 0      | 0      | 0             | 0            | 29/05/2020      |
| 27/10/2020   | 60.000       | 0             | 0      | 0      | 0             | 0            | 28/08/2020      |
| 03/12/2020   | 0            | 0             | 10.000 | 0      | 0             | 0            | 04/10/2020      |
| 07/12/2020   | 0            | 0             | 0      | 15.000 | 0             | 0            | 08/10/2020      |
| 15/12/2020   | 70.000       | 0             | 0      | 0      | 0             | 0            | 16/10/2020      |
| 18/12/2020   | 0            | 40.000        | 0      | 0      | 0             | 0            | 19/10/2020      |
| 21/12/2020   | 0            | 0             | 20.000 | 0      | 0             | 0            | 22/10/2020      |
| 27/12/2020   | 0            | 0             | 0      | 30.000 | 0             | 0            | 28/10/2020      |

Tabla 2: Proyección de compra de GO a realizar para los casos simulados

| <b>Compras proyectadas a efectuar de FOM en m<sup>3</sup></b> |              |               |        |       |               |              |                 |
|---|--------------|---------------|--------|-------|---------------|--------------|-----------------|
| Fecha entrada   | Niña Intensa | Niña Moderada | Neutro | Base  | Niño Moderado | Niño Intenso | Fecha de compra |
| 05/07/2020  | 15.000       | 0             | 0      | 0     | 0             | 0            | 06/05/2020      |
| 12/07/2020  | 0            | 10.000        | 0      | 0     | 0             | 0            | 13/05/2020      |
| 08/08/2020  | 0            | 0             | 5.000  | 0     | 0             | 0            | 09/06/2020      |
| 20/08/2020  | 0            | 0             | 0      | 5.000 | 0             | 0            | 21/06/2020      |
| 11/12/2020  | 10.000       | 0             | 0      | 0     | 0             | 0            | 12/10/2020      |
| 23/12/2020  | 0            | 5.000         | 0      | 0     | 0             | 0            | 24/10/2020      |

Tabla 3: Proyección de compra de FOM a realizar para los casos simulados

En la tabla 4, se observa el Costo de Abastecimiento de la Demanda en cada uno de los escenarios planteados. Los resultados son coherentes con los puntos anteriores, ya que el mayor CAD se daría en condiciones de Niña intensa y el menor CAD en condiciones de Niño intenso, contrastando una diferencia de MUSD 112 entre los extremos simulados.

| <u>CAD</u>    | <u>USD</u>         | <u>%</u>    | <u>Var c/Base</u> |
|---------------|--------------------|-------------|-------------------|
| Niña intensa  | 516.001.392        | 119%        | 19,01%            |
| Niña moderada | 465.113.582        | 107%        | 7,28%             |
| Neutro        | 434.529.858        | 100%        | 0,22%             |
| <b>Base</b>   | <b>433.567.960</b> | <b>100%</b> | <b>0,00%</b>      |
| Niño moderado | 416.785.152        | 96%         | -3,87%            |
| Niño intenso  | 403.021.609        | 93%         | -7,05%            |

Tabla 4: CAD de las situaciones simuladas

# Conclusiones y comentarios finales

Se encontró una correlación entre los distintos escenarios climáticos y el consumo de combustible, así como el costo de abastecimiento de la demanda.

En escenarios de Niña intensa o moderada aumenta la cantidad de combustible consumido debido al incremento de la generación térmica y la disminución del despacho de energías hidráulicas, lo opuesto sucede si estamos en un contexto de Niño moderado a intenso, disminuye o desaparece la necesidad de adquirir combustible debido al incremento de la generación hidráulica, y esto también se ve reflejado en la disminución del CAD.

La incidencia entre el año base y al escenario de Niña intensa representa un incremento de un 19% en el CAD. En cambio la diferencia con respecto al escenario de Niño intenso representa una disminución de un 7% en el CAD. Esto se puede explicar debido a que la variabilidad de las centrales hidroeléctricas es del orden de 60%, teniendo que sustituir la demanda con generación térmica u otros recursos más caros en condiciones de Niña. Y por el contrario, bajo escenarios de el Niño, los mayores aporte a las centrales hidroeléctricas no son aprovechables en su totalidad, incluso llegando a realizar vertimientos con el fin de controlar las inundaciones.

## Trabajos futuros

Como continuación de este trabajo los autores recomiendan seguir por la línea de ajustar el índice iN34. Según los resultados obtenidos, hay una fuerte sensibilidad en las compras de combustible frente a los distintos escenarios de el ENOS; por tanto, puede ser de interés explorar la incorporación de los pronósticos del índice iN34 tomados de los proyectos *Sub-seasonal to Seasonal Prediction Project* (S2S, <http://www.s2sprediction.net/>) y el proyecto *The Subseasonal Experiment* (SubX). Estos proyectos cuentan con pronósticos meteorológicos, entre ellos del iN34, a 60 días a un paso diario/semanal. Esta incorporación permitirá captar la variabilidad de días/semanas, que al usar un único valor para todo el mes, el detalle se pierde.

# Referencias

Alvarez, M. S. (2016). Estudio de las fuentes de variabilidad intraestacional en Sudamérica (Doctoral dissertation, Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales).

Chaer, R., Gurin, M., Cornalino, E., Draper, M., Terra, R., Abal, G., & Alonso, R. (2014). Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad.

Maciel, F., Terra, R., & Chaer, R. (2015). Economic impact of considering El Niño-Southern Oscillation on the representation of streamflow in an electric system simulator. *International Journal of Climatology*, 35(14), 4094-4102.

Gutiérrez, A. Herramientas de Predicción de muy corta y corta duración de la Energía Eólica. Tesis de Maestría en Mecánica de los Fluidos Aplicada. Udelar Noviembre 2011 Tutor José Cataldo. Co-Tutor: Gabriel Cazes.

Tedesco, P y Terra, R. (2018). Anomalías de circulación atmosférica asociadas a la influencia de la Oscilación de Madden Julian en la pluviometría local.

Vera, Alejandra & Terra, Rafael. (2018). A Stochastic Precipitation Generator Conditioned by a Climate Index. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 57. 10.1175/JAMC-D-17-0307.1.

Sitios web: International Research Institute for Climate and Society (IRI).  
[https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso\\_tab=enso-sst\\_table](https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-sst_table)