

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

Email: gcp@fing.edu.uy

Resumen

En este trabajo se presenta de forma sencilla cuales son los fundamentos económicos principales del cambio de la matriz de generación eléctrica ocurrido en Uruguay instalando energías renovables no convencionales. En particular se muestra genéricamente que una consecuencia natural y necesaria para lograr un sistema optimizado de mínimo costo, es que existirán excedentes, que incluso si no se logra su exportación, se podrían tirar. Se analizan las diferencias del Modelo Simple propuesto con la realidad, concluyéndose que si bien que el modelo es una aproximación útil para entender parte importante de los fundamentos económicos, no lo explica todo. Finalmente se analizan los restantes elementos que hacen más compleja la realidad y que se deben tener en cuenta al Planificar y Optimizar las Inversiones de Generación.

I. SISTEMA HIDROTÉRMICO

Un sistema hidrotérmico es aquel en que la generación de energía eléctrica es en base a turbinas hidráulicas de represas hidroeléctricas y generadores eléctricos que usan combustibles fósiles (gas natural, gasoil, fueloil). Se refiera a estas últimas como *térmicas* ya que en el proceso de conversión liberan una considerable cantidad de calor. Los generadores eléctricos *térmicos* se clasifican en Ciclo Abierto o Ciclo Cerrado. Si se aprovecha el calor que libera un generador térmico de ciclo abierto para generar vapor y con este vapor mover una turbina de vapor y generar energía adicional es cuando se lo clasifica en Ciclo Cerrado.

Un Ciclo Abierto tiene un rendimiento típico de 38% (vale decir solo se aprovecha el 38% del poder calorífico del combustible fósil utilizado), mientras que si se Cierra el Ciclo se puede llegar a un rendimiento de 54%. Por lo tanto en el mejor de los casos se sigue *perdiendo* del orden de la mitad de la energía potencial del combustible fósil que se utiliza.

II. MODELO SIMPLE DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO

El Uruguay tenía hasta no hace muchos años un sistema típicamente hidrotérmico. En la Fig. 1a se puede ver la estadística histórica de generación de energía de origen hidráulico del sistema de represas de Uruguay. En la figura también se muestra el detalle de la generación hidroeléctrica desde el año 2006 al año 2020. A los efectos de simplificar el análisis se asumirá como modelo de generación hidráulica el que muestra la Fig. 1b en el que se especifican el valor esperado (promedio) de la Generación hidráulica (H) y la variabilidad hidráulica dependiente del clima (dH) dependiendo de que sea un año muy lluvioso o un año muy seco.

Observar que si bien el valor esperado de la generación hidráulica H es de 6,300 GWh de energía, la misma tiene una variabilidad importante. De acuerdo al modelo simple, en el peor y mejor año año de lluvias se tendrían respectivamente energías hidráulicas anuales de $H_{min} = H - dH/2$ y $H_{max} = H + dH/2$ (3750 y 8850 GWh).

El modelo simplificado no recoge los casos más extremos que si se muestran en la Fig. 1a, pero como se verá, es de todas formas útil para explicar el fundamento económico del cambio operado en la matriz de generación de energía eléctrica de Uruguay.

Luego y con el objetivo de suministrar la energía de la demanda, se puede ver en la Fig. 2a que para llegar a suministrar la demanda (D), en un sistema hidrotérmico, se debe completar la brecha hasta la llegar a la demanda con energía térmica (marcado con rojo en la figura). Según la suerte acontecida con las lluvias, se puede llegar a tener que generar un máximo de térmica $T_{max} = D - H_{min}$ a un mínimo de térmica de $T_{min} = D - H_{max}$. En suma y como es de esperar, la variabilidad resultante de la generación térmica se corresponde directamente con la de la hidráulica dH de 5,100 GWh. Finalmente el valor esperado de generación térmica es $T = D - H$.

Si se asumen un costo variable de combustible de los generadores térmicos cv , el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) es por tanto en valor esperado $T \times cv$, pero podría tomar un máximo de $T_{max} \times cv$ o un mínimo de $T_{min} \times cv$.

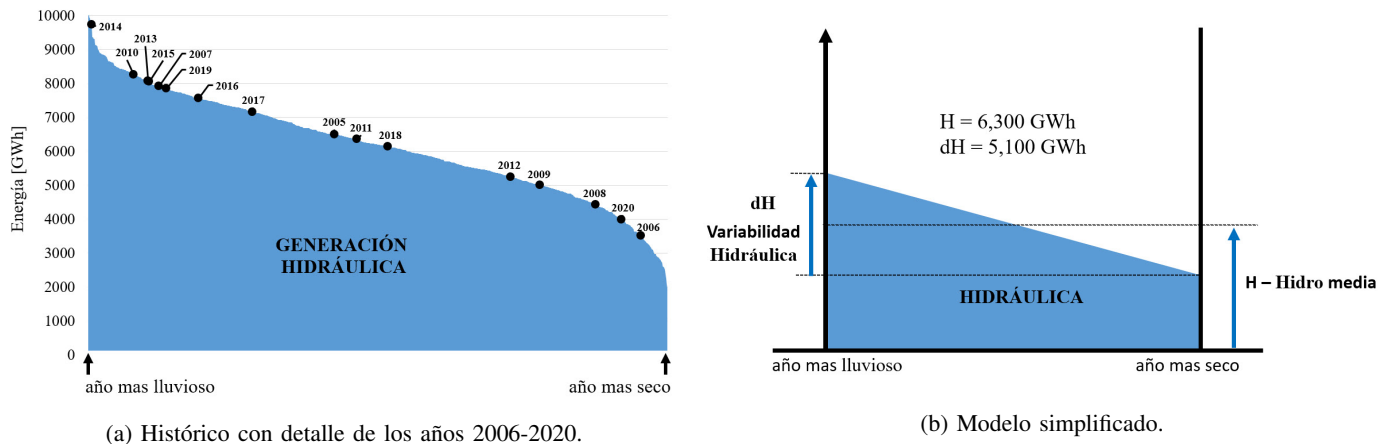


Figura 1: Generación Hidroeléctrica de Uruguay.

III. MODELO SIMPLE DE OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO

El objetivo de la Planificación de Inversiones de Generación (*PIG*) es determinar qué y cuándo de cada recurso energético instalar a los efectos de garantizar el abastecimiento de determinada demanda haciendo mínimo el costo en *valoresperado* de generación (*CAD*). Otros efectos económicos, como ser la gestión de riesgos como serían las secas extremas o las sorpresas que pueda dar el combustible fósil, deben ser gestionados con seguros o fondos de estabilización.

A tales efectos se deben computar los costos fijos y los variables de lo que se decide instalar. En este trabajo solo se analizará expandir la generación con *ERNC* (que se compra a un generador en función de la energía que puede generar en cada momento) y se asume que se dispone de los generadores térmicos necesarios y la hidráulica existente en Uruguay. Por lo tanto solo se computa el pago de *ERNC* y el costo variable por el despacho de unidades térmicas.

En suma, a los efectos de optimizar *CAD*, se calculará la cantidad anual *E* de Energías Renovables no Convencionales (*ERNC*) que hace mínimo al *CAD*.

En la Fig. 2b se puede observar como cambiaría el sistema de generación si se incorpora cierta cantidad de *ERNC*. Observar que cualquiera sea el año considerado, la cantidad de energía *E* es constante y no depende del año. Esta es una característica de las *ERNC* usuales (por ej. solar, eólica y/o biomasa).

Si se considera un precio de la *ERNC* de p_e menor que el cv de la térmica, es claro que la sustitución parcial de energía térmica consigue una disminución del *CAD*.

Este razonamiento es claramente válido hasta el límite mostrado en la Fig. 2c. Alguien podría suponer que este caso límite, que determina un valor $E_b = T_{min}$, sería el máximo beneficio posible por sustitución, ya que si nos pasamos empezará a sobrar energía en algún momento, en especial para años lluviosos.

Sin embargo, si se sigue sustituyendo más térmica por *ERNC*, se llega a la situación mostrada en la Fig. 2d en la que comienzan a aparecer excedentes, que en valor esperado se denominarán *X*. Estos excedentes se podrían tirar o se podrían vender a los países vecinos. En definitiva se le puede asignar a dichos excedentes un valor p_x , por lo que finalmente el *CAD* del sistema a optimizar es el que muestra la Ec. 1 en el que se suma lo pagado por las *ERNC* y se restan los beneficios de la venta de los excedentes.

$$CAD = T \times cv + E \times p_e - X \times p_x \quad (1)$$

A partir de la Fig. 2d se pueden hacer cuentas relativamente simples por las que se pueden calcular los valores esperados de *T* y *X* en función de la cantidad de *ERNC* determinado por *E*. Por ejemplo para el caso de no llegar a generar excedentes ($E < E_b$) el resultado son las Ec. 2 y 3

$$T(E) = D - H - E \quad (2)$$

$$X(E) = 0 \quad (3)$$

Luego y a partir de que se comienzan a generar excedentes ($E > E_b$) en el Anexo A se desarrollan las cuentas cuyo resultado son las Ec. 4 y 5

$$T(E) = \frac{(D - H + \frac{dH}{2} - E)^2}{2 \times dH} = \frac{(E_b + dH - E)^2}{2 \times dH} \quad (4)$$

$$X(E) = \frac{(-D + H + \frac{dH}{2} + E)^2}{2 \times dH} = \frac{(E - E_b)^2}{2 \times dH} \quad (5)$$

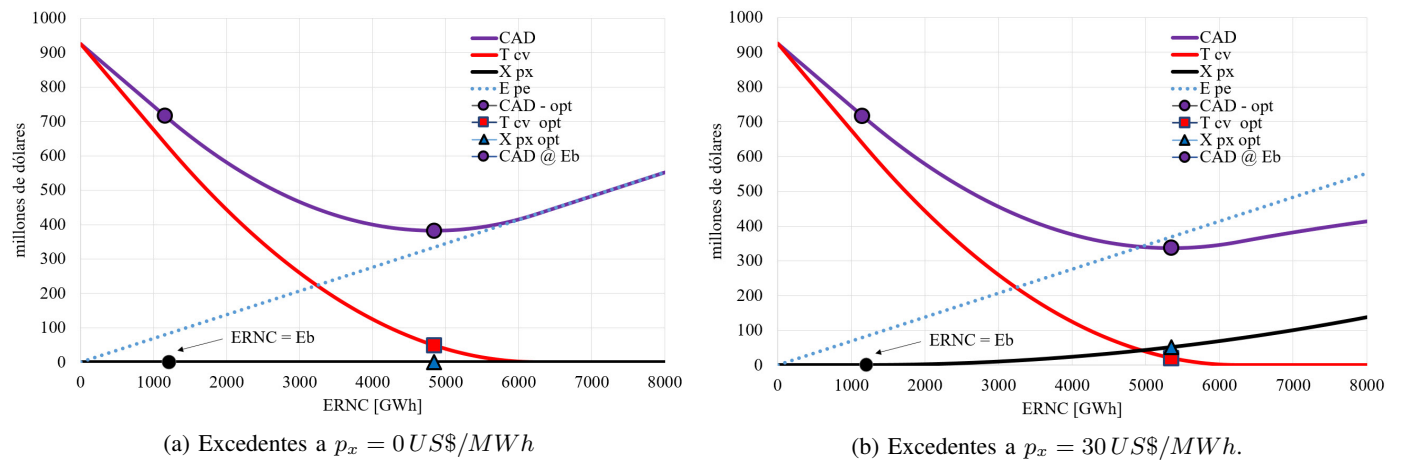
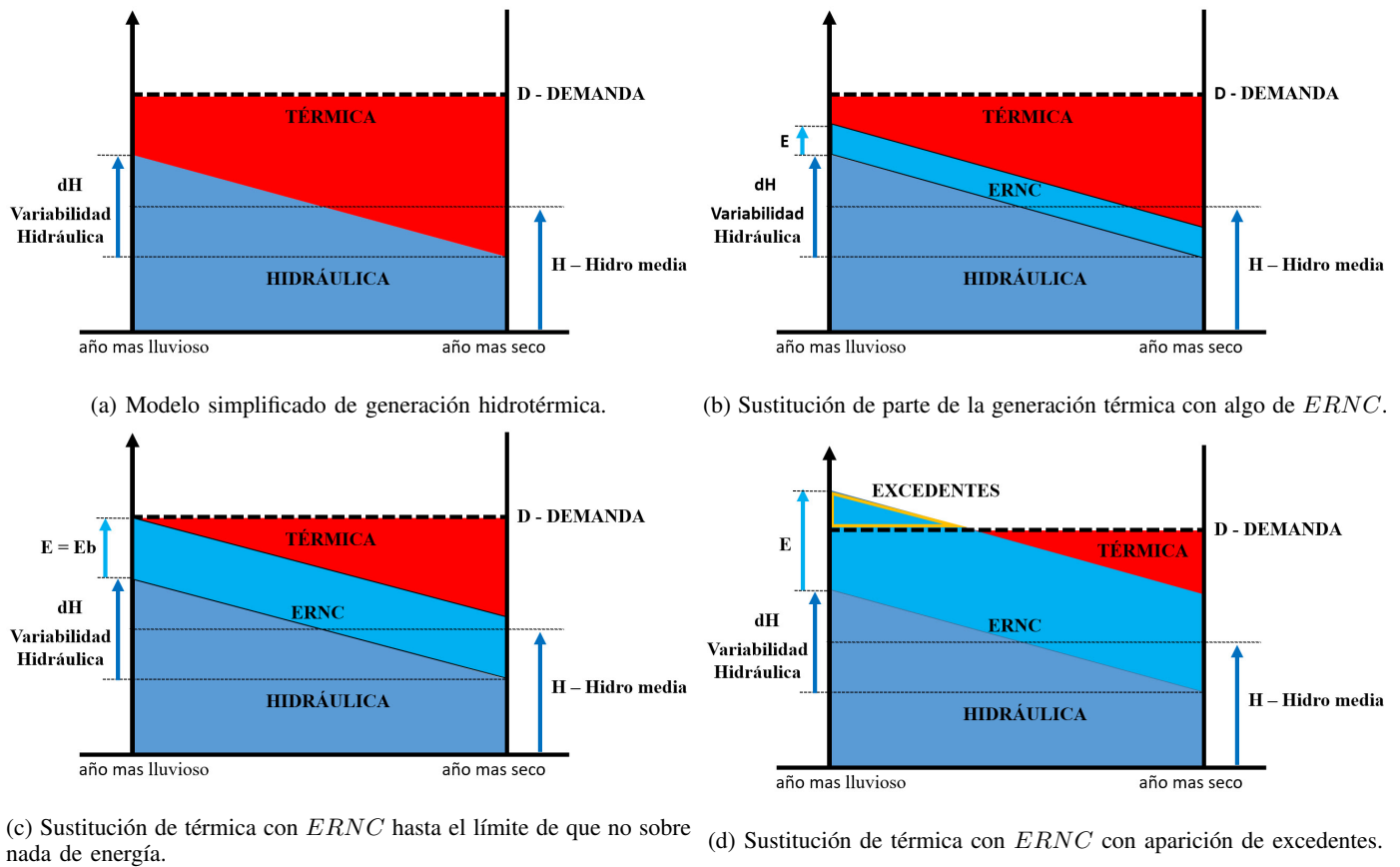


Figura 3: *CAD*, térmica y excedentes al variar las *ERNC*. $D = 10,000 \text{ GWh}$, $cv = 250 \text{ US\$/MWh}$, $p_e = 69 \text{ US\$/MWh}$.

Luego, también se puede calcular (Anexo A) el valor de E que hace mínimo el *CAD*, resultado que se muestra en la Ec. 6

$$E_{opt} = E_b + dH \frac{(cv - p_e)}{(cv - p_x)} \quad (6)$$

lo cual se puede observar gráficamente en la Fig. 3a en la que se consideró una demanda de $10,000 \text{ GWh}$ y se tomaron valores $cv = 250 \text{ US\$/MWh}$, $p_e = 69 \text{ US\$/MWh}$, $p_x = 0 \text{ US\$/MWh}$ (valorización nula de excedentes) o la Fig. 3b en la que los excedentes se valorizan a $30 \text{ US\$/MWh}$.

Del análisis de las figuras, se observa que por simple sustitución de térmica por *ERNC* se produce la reducción lineal del *CAD* hasta el límite en que no habría excedentes. Luego, al seguir agregando *ERNC*, se siguen obteniendo beneficios, hasta

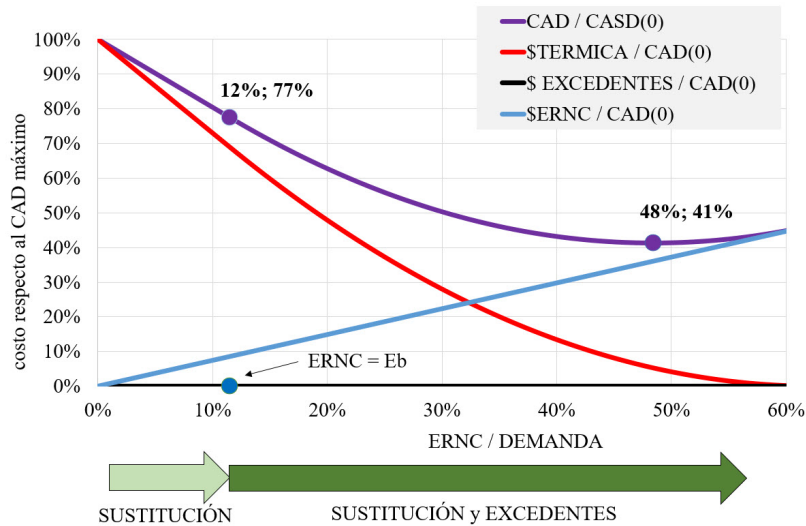


Figura 4: CAD , térmica y excedentes en% del máximo CAD al variar el% de $ERNC$ respecto a la demanda. $D = 10,000\text{ GWh}$, $c_v = 250\text{ US\$/MWh}$, $p_e = 69\text{ US\$/MWh}$ y $p_x = 0\text{ US\$/MWh}$

un óptimo a partir del cual empiezan a aumentar los costos nuevamente. Comparando ambas gráficas se evidencia que si los excedentes son valorizados, el óptimo se desplaza hacia la derecha y se logra un mayor beneficio.

Posiblemente la mejor forma de reforzar la idea sea observando la gráfica de la Fig. 4 en la que se graficó la misma información de la Fig. 3a poniendo en el eje horizontal el % de $ERNC$ respecto a la demanda D y en el eje vertical el costo en % del máximo valor que tomaría el CAD si no se sustituyera nada de térmica. El Modelo Simple nos estaría diciendo, en este caso particular, que de parar en el límite de no generar excedentes incorporando un 12 % de $ERNC$, se habría abatido el costo al 77 % respecto a no hacer nada, pero también nos estaría diciendo que lo conveniente es incorporar hasta un 48 % de $ERNC$ llegando a abatir el costo al 41 % del valor de partida.

IV. COMPARACIÓN DEL MODELO SIMPLE CON LA REALIDAD

Como ya se refiriera, el Modelo Simple solo pretende dar una idea de cuales son los fundamentos de la reducción de costos de generación si se sustituye energía térmica con $ERNC$, incluso tirando excedentes.

Sin embargo se debe dejar constancia de las limitantes del modelo simplificado. A los efectos de ilustrar el punto se muestra en la Fig. 5 lo que da el Modelo Simple y la realidad para el sistema eléctrico de Uruguay. A los efectos de representar la realidad se asume una demanda anual de 10,000 GWh, una valorización de los excedentes p_x de 30 US\$/MWh y se hace una optimización de la cantidad de energía eólica y/o energía a incorporar solar utilizando la herramienta *OddFace* [1] del paquete *SimSEE* [2]. Se toma tanto para la eólica como la solar un costo p_e de 69 US\$/MWh. Luego de obtenido el mix. óptimo de eólica y solar (que para el caso da 75 % de eólica y 25 % solar), se calculan los puntos de la curva de CAD manteniendo la relación del mix. óptimo pero variando la cantidad equivalente de $ERNC$. Para el parque térmico se asumen que se dispone de suficientes turbinas térmicas de ciclo abierto con un c_v de 170 US\$/MWh. Finalmente se usa para los recursos eólico, solar y aporte hidráulico a las represas la fuente estocástica *CEGH* [3] del modelo *SimSEE* para Uruguay.

Las diferencias muestran que el modelo recoge parte importante de la realidad, pero la realidad es bastante más compleja que el modelo. La mayor diferencia entre el Modelo Simple y la realidad es que el modelo considera a la demanda y a las $ERNC$ constantes. También considera constante, para el transcurso de cada año, el aporte hidráulico. Pero la realidad es que nada de esto es cierto. La demanda diaria horaria no es constante, tampoco la demanda mensual. Tampoco son constantes los aportes eólicos y solares, ni los horarios ni los estacionales. Y tampoco es constante la hidráulica horaria o estacional.

Por una parte, el particular el Modelo Simple no recoge el hecho de que a determinada hora de la madrugada, con una demanda menor que las eventuales $ERNC$, existen excedentes en la realidad que no son registrados por el modelo. Para visualizar esto se muestra en la Fig. 6 en forma muy simplificada qué pasaría en la realidad al desfazar la generación variable de $ERNC$ respecto a una demanda diaria que también es variable. El resultado es que en definitiva la realidad tendrá siempre más excedentes que el Modelo Simple. Por lo tanto, al tener el modelo y la realidad los mismos valores esperados de demanda e hidráulica, resultará que la realidad también tendrá más térmica que la que resulta del Modelo Simple.

Por otra parte, y en el caso opuesto, si en la hora de mayor demanda no hay nada de viento o sol, sin perjuicio de usar las hidráulicas, respecto al Modelo Simple, seguramente se deban prender transitoriamente más máquinas térmicas.

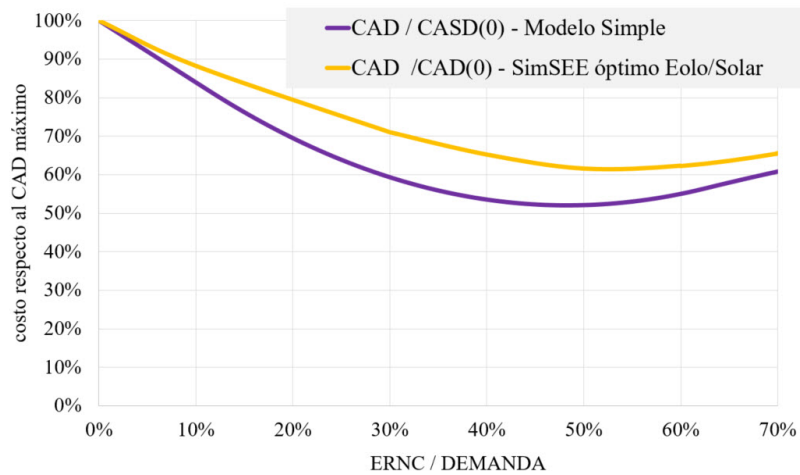


Figura 5: CAD como % del máximo CAD al variar el % de $ERNC$ respecto a la demanda del Modelo Simple y de la realidad. $D = 10,000 \text{ GWh}$, $c_v = 170 \text{ US\$/MWh}$, $p_e = 69 \text{ US\$/MWh}$ y $p_x = 30 \text{ US\$/MWh}$

En suma, en la realidad, cada vez que se desalinean demanda y recursos e instantáneamente se superan determinados límites, aumentan en valor esperado los excedentes y la térmica respecto al Modelo Simple.

Un factor muy importante para todo esto es la correlación que tienen las fuentes entre sí. Por ejemplo, la razón por la que el sistema de Uruguay prefiere, a un mismo precio, la eólica frente a la solar, es que en general a 100 m de altura, que es dónde están los generadores, el viento sopla casi todo el día y en particular en las horas vespertinas coincidiendo con demandas altas.

Observando nuevamente la Fig. 5 se aprecia que en la realidad el óptimo de incorporación de $ERNC$ se logra con mayores valores de $ERNC$ que las que indicaría el Modelo Simple. En contrapartida habrá más excedentes y térmica y se obtiene finalmente un CAD mayor que el que indicaría el Modelo Simple.

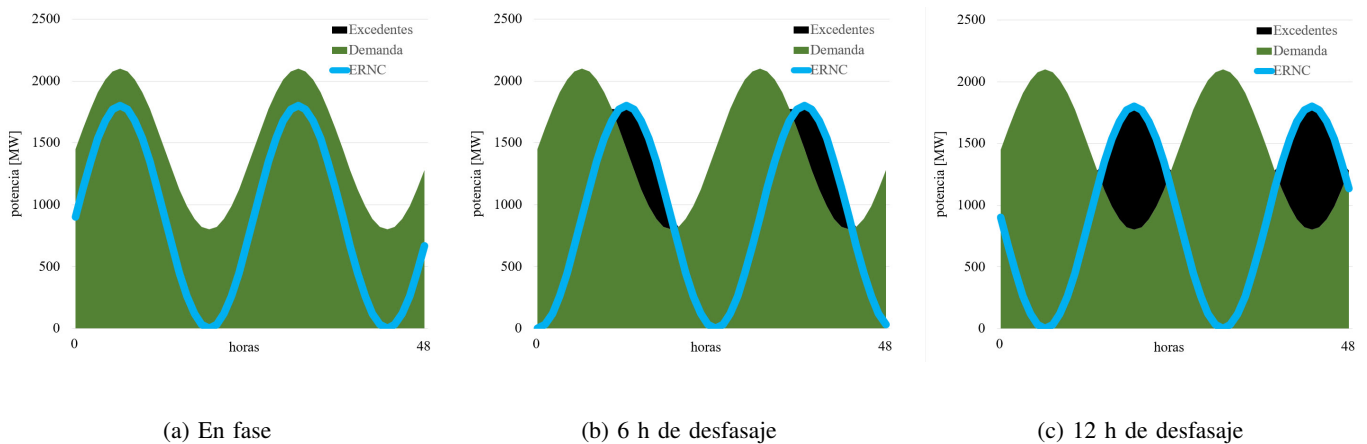


Figura 6: Demanda, $ERNC$ y excedentes para diferentes desfases entre Demanda y $ERNC$.

En la práctica real, un sistema es gestionado en forma óptima, hora a hora, considerando en cada instante el aporte de cada fuente (eólica, solar y/o biomasa), y se despacha hidráulicas o térmicas de modo tal de satisfacer la demanda instante a instante minimizando globalmente el CAD . Además el despacho óptimo integra el mercado regional, vendiendo o comprando energía, hora a hora, según la conveniencia. Además en la realidad se deben considerar las roturas de equipamientos, los pronósticos de corto, medio y largo plazo de los recursos y de la demanda y los pronósticos de medio y largo plazo del precio de los combustibles fósiles. Finalmente se tiene que resaltar, que como se adelantara en el apartado III, que no se ha contabilizado el pago de la inversión de las máquinas térmicas. En general los costos de inversión de las térmicas son menores que los costos variables acumulados. Además en un sistema real, los MW de máquinas térmicas quedan determinados generalmente asociados al suministro de la potencia de pico y que dependiendo de las variabilidades de los recursos no gestionables, el

óptimo de respaldo térmico puede lograrse con máquinas de diferente flexibilidad, ya sean ciclos combinados (menos flexibles) o turbinas de de ciclo abierto (más flexibles).

Todas estas tareas, de planificación y de operación en tiempo real, utilizando herramientas de última generación que optimizan el despacho (*SimSEE*) y realizan pronósticos de mediano y corto plazo (*VATES*) [4], se hace desde el Despacho Nacional de Cargas (*ADME*) y la empresa eléctrica *UTE*, por parte de personal altamente calificado, que si llegaran a leer este trabajo, seguramente sabrán entender que el objeto del mismo es puramente didáctico y que tan solo intenta explicar una parte de una operativa no trivial.

V. CONCLUSIONES

A modo de conclusiones se destacan los siguientes aspectos:

- Por simple sustitución de térmica por *ERNC* se produce la reducción lineal del *CAD* hasta el límite en que no habría excedentes. Luego, al seguir agregando *ERNC*, se siguen obteniendo beneficios, hasta un óptimo a partir del cual empiezan a aumentar los costos nuevamente.
- Se valoricen o no los excedentes, siempre es conveniente que los excedentes se generen. Si se parara la instalación de *ERNC* en el límite de que no existan excedentes, se estaría destruyendo beneficios alcanzables.
- El Modelo Simple recoge parte importante de la realidad, pero la realidad es bastante más compleja que el modelo. La mayor diferencia entre el Modelo Simple y la realidad es que el modelo considera a la demanda y a las *ERNC* constantes. También considera constante, para el transcurso de cada año, el aporte hidráulico. Pero la realidad es que nada de esto es cierto. La demanda diaria horaria no es constante, tampoco la demanda mensual. Tampoco son constantes los aportes eólicos y solares, ni los horarios ni los estacionales. Y tampoco es constante la hidráulica horaria o estacional. Finalmente no se valoriza el costo de inversión de las máquinas térmicas ni se subdividen de acuerdo a su flexibilidad.
- El Modelo Simple no recoge el hecho de que a determinada hora de la madrugada, con una demanda menor que las eventuales *ERNC*, existen excedentes en la realidad que no son registrados por el modelo.
- Cada vez que se desalinean demanda y recursos e instantáneamente se superan determinados límites, aumentan en valor esperado los excedentes y la térmica de la realidad respecto al resultado del Modelo Simple.
- La Planificación de Inversiones de Generación y la operación diaria de un sistema eléctrico real requiere herramientas de última generación. Uruguay las dispone, así como las personas que las utilizan y las desarrollan.

REFERENCIAS

- [1] Ruben Chaer and Gonzalo Casaravilla, "Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica," in *Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10. Montevideo, Uruguay*, 2010, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10>.
- [2] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, and Pablo Alfaro, "Simsee - simulador de sistemas de energía eléctrica - proyecto pdt 47/12," Tech. Rep., Universidad de la República. Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, 2008, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a>.
- [3] Ruben Chaer, "Fundamentos de modelo cegh de procesos estocásticos multivariados," Tech. Rep., IIE-Fing, Udelar, 2011, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2011/Cha11>.
- [4] Ximena Caporale, Damián Vallejo, and Ruben Chaer, "Vates. optimal operation of power systems with consideration of production forecasts in systems with high wind and solar penetration," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, no. 16, pp. 608–612, apr 2018.

APÉNDICE

A. Cálculo de X y T

En la Fig. 7 se puede definir que al eje horizontal se le asigna cero para el extremo izquierdo (lluvioso) y 100 para el extremo derecho (seca). Luego podemos identificar el punto a que define el % del tiempo de que en promedio habrá excedentes. A partir de la Fig. 7 resulta la Ec. 7

$$E_b = D - H - \frac{dH}{2} \quad (7)$$

Luego, por una parte, aplicando semejanza de triángulos al marcado como excedentes, se puede escribir la Ec. 8

$$\frac{H + \frac{dH}{2} + E - D}{a} = \frac{dH}{100} \quad (8)$$

y el área del triángulo de excedentes es la que muestra la Ec. 9

$$AREA_X = (H + \frac{dH}{2} + E - D) \times a \times \frac{1}{2} \quad (9)$$

Por tanto, el valor esperado (promedio) de excedentes X , es el que indica la Ec. 10

$$X = \frac{AREA_X}{100} = (H + \frac{dH}{2} + E - D) \times a \times \frac{1}{2} \times \frac{1}{100} \quad (10)$$

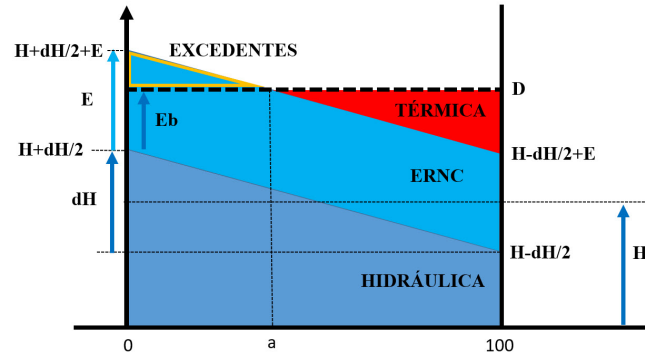


Figura 7: Sustitución de térmica con *ERNC* con aparición de excedentes.

Finalmente, sustituyendo en la Ec. 10 el valor de a a partir de la Ec. 8 y de la Ec. 7 resultan las expresiones para X que muestra la Ec. 11

$$X = \frac{(H + \frac{dH}{2} + E - D)^2}{2 \times dH} = \frac{(E - E_b)^2}{2 \times dH} \quad (11)$$

Por otra parte, del triángulo de la energía térmica de la Fig. 7 y aplicando nuevamente semejanza resulta la Ec. 12

$$\frac{[D - (H - \frac{dH}{2} + E)]}{100 - a} = \frac{dH}{100} \quad (12)$$

Haciendo un razonamiento similar, resultan finalmente en la Ec. 13 las expresiones del valor esperado T de energía térmica

$$T = \frac{(D - H + \frac{dH}{2} - E)^2}{2 \times dH} = \frac{(E_b + dH - E)^2}{2 \times dH} \quad (13)$$

B. Cálculo del E que optimiza el valor de CAD

La función a optimizar es la que muestra la Ec. 14

$$CAD(E) = T(E) \times cv + E \times p_e - X(E) \times p_x \quad (14)$$

Para simplificar se hace el cambio de variable $E^* = E - E_b$ en que E_b es constante. Para encontrar el óptimo, se iguala la derivada del CAD respecto a la variable E^* a cero y se despeja el valor que anula dicha derivada. Luego se deshace el cambio de variables, resultando el valor que muestra la Ec. 15

$$E_{opt} = E_b + dH \frac{(cv - p_e)}{(cv - p_x)} \quad (15)$$

Luego, evaluando T y X en el óptimo, resultan las expresiones 16 y 17. Observar que tanto E_{opt} , T_{opt} y X_{opt} solo dependen de los valores variables c_v , p_e y p_x y dH .

$$T_{opt} = \frac{1}{2} dH \left(\frac{p_e - p_x}{cv - p_x} \right)^2 \quad (16)$$

$$X_{opt} = \frac{1}{2} dH \left(\frac{c_v - p_e}{cv - p_x} \right)^2 \quad (17)$$