

Planificación estocástica óptima para generación, consumo y acumulación diarias de energía

Dr. Ing. Claudio Risso (crisso@fing.edu.uy)

Seminario ANII-FSE_110454
24 de mayo de 2018

Contexto

- ▶ El sistema eléctrico es uno de los recursos estratégicos más importantes de un país
- ▶ Y uno de los de gestión más compleja
- ▶ Que requiere planificación en diversas áreas: generación, transmisión, distribución, etc
- ▶ Y escalas de tiempo: de minutos/horas a años
- ▶ La matriz energética nacional fue históricamente hidro-térmica
- ▶ Y por tanto controlable al corto plazo
- ▶ Los recientes cambios en la matriz energética han introducido alta volatilidad en la abundancia del recurso energético de una hora a la siguiente

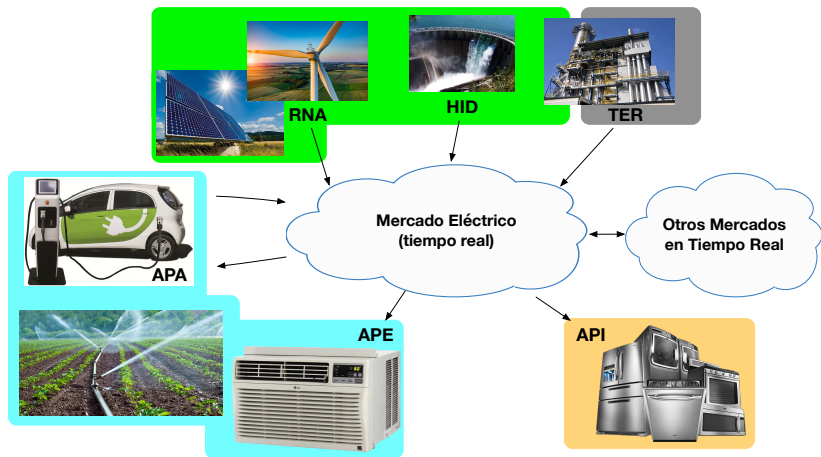
Objeto y Horizonte de Optimización

- ▶ Nuestro objeto de optimización es La Generación
- ▶ La Planificación Óptima de la Generación se hace sobre distintos horizontes de tiempo:
 - ▶ **Largo Plazo** - Son modelos estocásticos con horizontes de varios años. Se usan para determinar las inversiones a realizar
 - ▶ **Mediano Plazo** - Tienen horizontes de meses y se usan para gestionar y estimar el valor marginal de activos intangibles, como el agua en los embalses. También son estocásticos
 - ▶ **Corto Plazo** - Buscan fijar pautas para la operación del sistema en horizontes de días. Tradicionalmente eran determinísticos porque los datos del problema eran conocidos con buena precisión

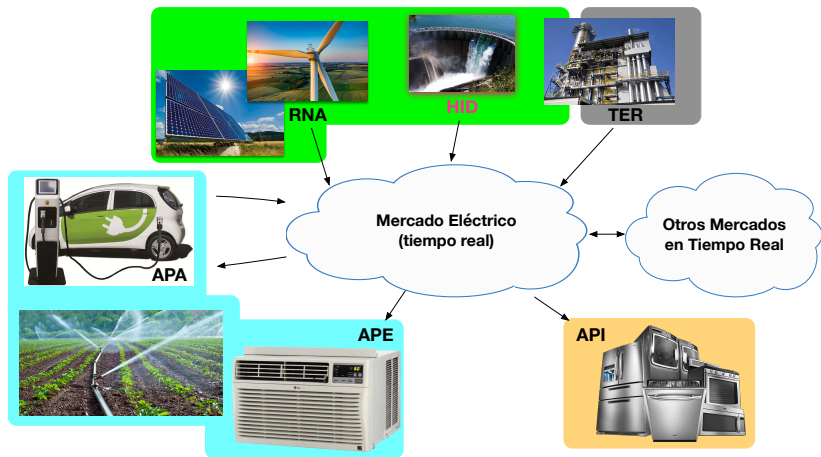
Objeto y Horizonte de Optimización

- ▶ Nuestro objeto de optimización es La Generación
- ▶ La Planificación Óptima de la Generación se hace sobre distintos horizontes de tiempo:
 - ▶ **Largo Plazo** - Son modelos estocásticos con horizontes de varios años. Se usan para determinar las inversiones a realizar
 - ▶ **Mediano Plazo** - Tienen horizontes de meses y se usan para gestionar y estimar el valor marginal de activos intangibles, como el agua en los embalses. También son estocásticos
 - ▶ **Corto Plazo** - Buscan fijar pautas para la operación del sistema en horizontes de días. Tradicionalmente eran determinísticos porque los datos del problema eran conocidos con buena precisión
- ▶ Este trabajo se centra en la optimización del predespacho
- ▶ Integrando la aleatoriedad en la generación (estocástico)
- ▶ Y explorando los resultados de algunas formas de demanda gestionable y acumulación

Entidades del Modelo

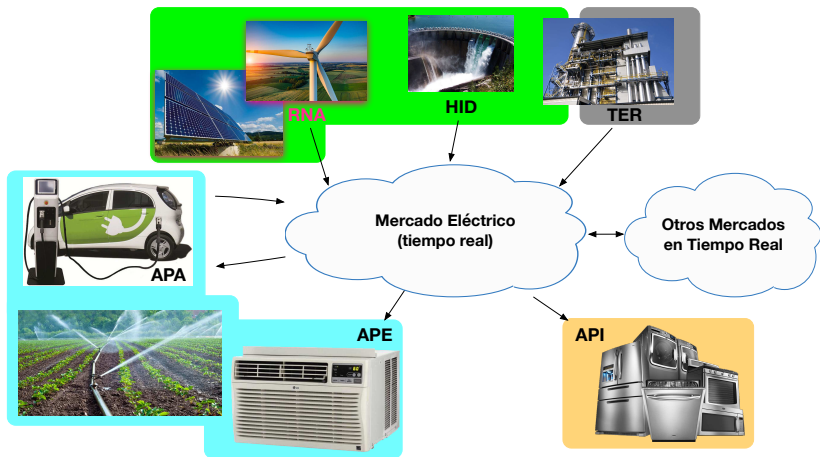


Entidades del Modelo



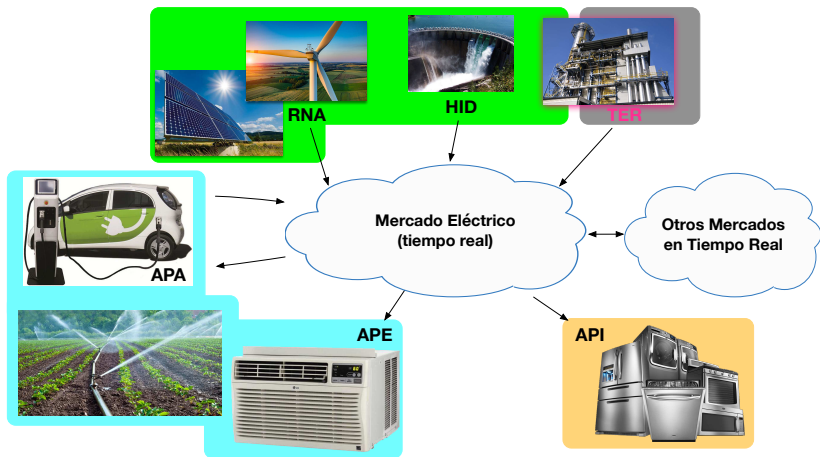
La energía hidráulica es la renovable tradicional.
En nuestro país son represas, y por tanto controlables.

Entidades del Modelo



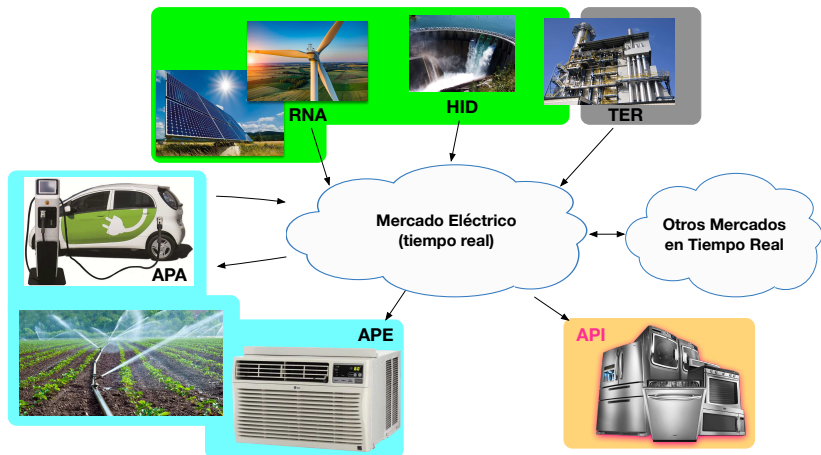
La solar y eólica son renovables no convencionales.
No son controlables ni acumulables.

Entidades del Modelo



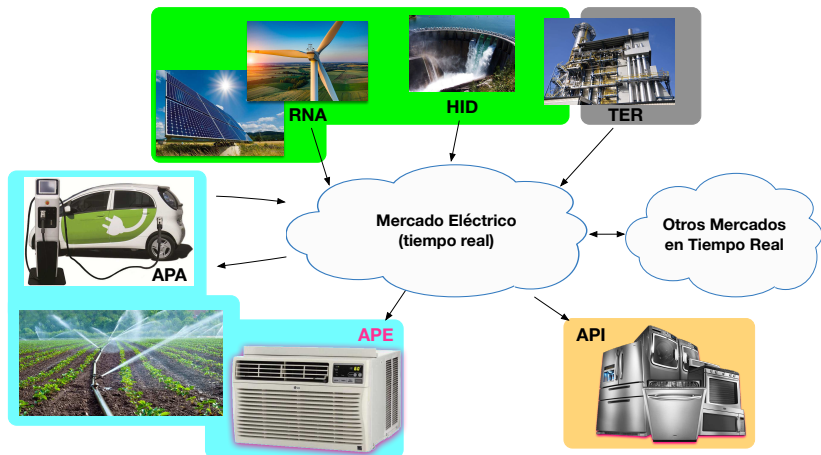
La generación térmica incluye renovables y fósiles.
Técnicamente son controlables, pero contractualmente no siempre.

Entidades del Modelo



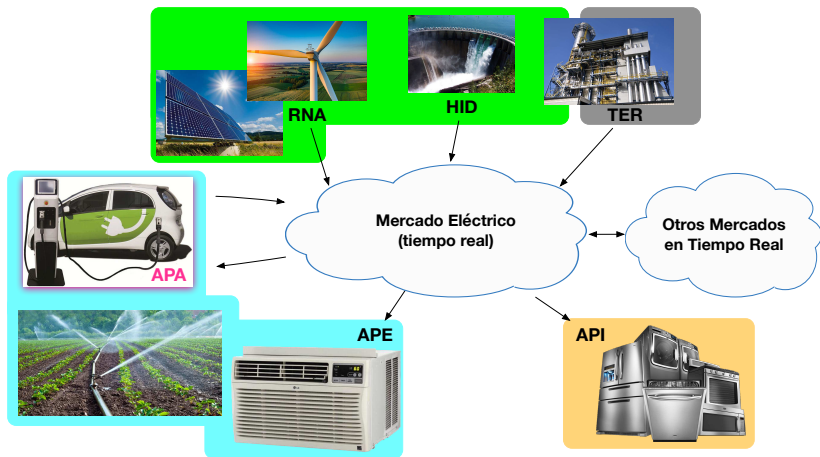
Se considera Aplicaciones Inelásticas a la demanda tradicional.
No se ajusta dinámicamente a la conveniencia del Mercado.

Entidades del Modelo



Aunque con acuerdos de nivel de servicio, las aplicaciones elásticas pueden ajustarse puntualmente (adelantarse/retrasarse).

Entidades del Modelo



Finalmente, se incorporan al sistema aplicaciones activas, capaces de tomar energía para devolverla más tarde.

Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hidroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].

Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hydroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].

Se dividen en autoprodutores firmes, no-firmes, y no sujetos a despacho. El 80% de la biomasa del mercado corresponde a los autoprodutores no-firmes (incluyen a UPM, Montes del Plata). Venden sus excedentes al Mercado Eléctrico, previa coordinación con el despacho, que debe tomar su energía.

A efectos prácticos funciona como la eólica y solar, aunque con pronóstico exacto.

Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hidroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].

La energía eólica también debe ser tomada por el sistema.

Pero presenta mayor incertidumbre relativa, y mucho mayor en términos absolutos.

Se integró mediante escenarios de un modelo estocástico, calculados para explorar bandas de confianza realistas.

Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hidroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].

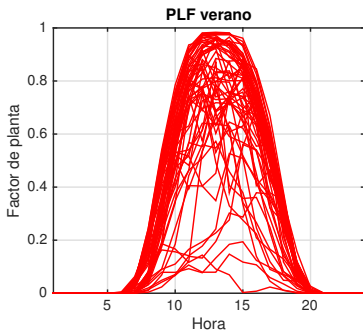
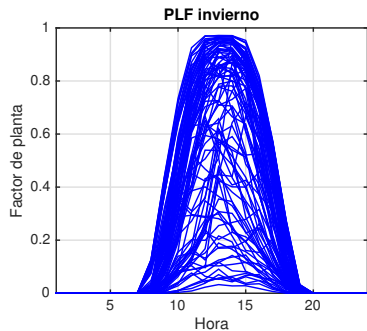
Al momento del análisis estadístico, sólo habían históricos de un año de un parque solar importante (La Jacinta).

Se observaba un comportamiento más regular que el eólico, especialmente con correcciones estacionales.

Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hidroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].



Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hidroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].

Al momento del análisis estadístico, sólo habían históricos de un año de un parque solar importante (La Jacinta).

Se observaba un comportamiento más regular que el eólico, especialmente con correcciones estacionales.

Y era de magnitud sensiblemente menor. Por tanto se decidió tomarla como dato conocido.

Oferta de Generación

Tipo de Fuente	Cantidad de Unidades	Potencia Instalada (MW)	% Potencia Total	Energía Total 2017 (GWh)	% Energía Total
Biomasa	12	200	4.4%	900	7.1%
Eólica	37	1.437	31.5%	4.400	34.9%
Solar	17	230	5%	200	1.6%
Hidroeléctrica	4	1.534	33.7%	6.200	49.2%
Ciclo Combinado	1	550	12.1%	100	0.9%
Otras térmicas	4	604	13.3%	800	6.3%

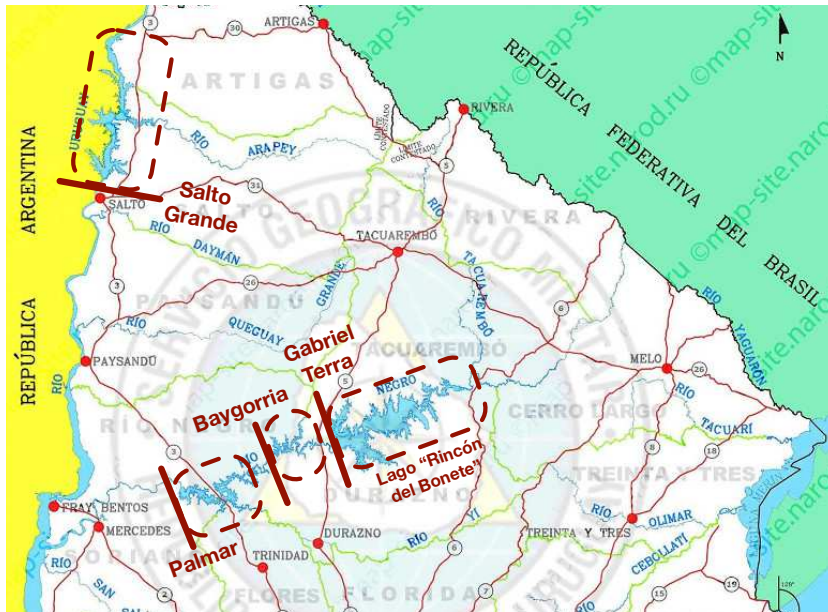
Tabla: [Fuente: En base a programación estacional de ADME].

Se asume a la suma de la: biomasa, solar y eólica como un proceso estocástico no-controlable.

Se toma la demanda residual como a aquella a atender con el resto de la generación.

En algunos modelos se considera a parte de esa demanda como *gestionable* a efectos de mejorar la eficiencia del sistema.

Capacidad Hidráulica



Capacidad Hidráulica

Represa	Potencia	Vaciado	Aportes
Rincón del Bonete	148MW	20 sem	Río Negro
Baygorria	108MW	1 día	Turbinado más Vertido Bonete 6hs antes
Palmar	333MW	2 sem	Río Yí y Baygorria 10hs antes
Salto Grande	1/2 1890MW	2 sem	Uruguay

Tabla: Características del Parque Hidráulico Nacional.

- ▶ Se usaron cotas máximas y mínimas en cada embalse
- ▶ Cotas al turbinado y vertido
- ▶ En el horizonte de planificación (72hs), todos los rendimientos pueden considerarse lineales, salvo Baygorria
- ▶ Los costos del agua en los otros embalses se toman de modelos a más largo plazo

Capacidad Térmica

- ▶ Todas las unidades térmicas chicas tienen tiempos de arranque de minutos
- ▶ Son instantáneas cuando se usa paso horario en la planificación
- ▶ Procesando las hojas de datos de los unidades térmicas se eligió modelar el costo (U\$/h) de generación como: $a + b \cdot w$
- ▶ En todos los casos hay un máximo técnico M_T
- ▶ Y también un mínimo técnico $m_T > 0$
- ▶ Un costo de arranque α (calentamiento, mantenimiento), del que no encontramos datos
- ▶ Y como medida de buen uso técnico se fijó un período de funcionamiento mínimo de 3hs
- ▶ En la misma línea se fijó un período mínimo entre encendidos consecutivos de 3hs

Unidades Térmicas Simples

Nombre de la Central	Unidades de generación	Pot. min	Pot. (MW) max	Costo pmin	Variable pmax	a USD	b $\frac{USD}{MWh}$
Central Batlle (Motores)	6	6	60	82	82	0	82
Punta del Tigre: 1 a 6	6	90	288	169	112	7423	86
Punta del Tigre: 7 y 8	2	0.6	48	2786	122	1619	88
Central Térmica Respaldo	2	40	208	273	135	6819	103

Tabla: Parque de generación térmica complementario.

$$\left\{ \begin{array}{ll}
 \min_{x_t^g, w_t^g} a \sum_{t \in T} x_t^g + b \sum_{t \in T} w_t^g + \alpha \sum_{t \in T} y_t^g & \\
 m_{GT} \cdot x_t^g \leq w_t^g, & t \in T \\
 w_t^g \leq M_{GT} \cdot x_t^g, & t \in T \\
 y_t^g \geq x_t^g - x_{t-1}^g, & t \in T \\
 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\
 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \leq 2, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\
 x_t^g, y_t^g \in \{0, 1\} &
 \end{array} \right.$$

Unidades Térmicas Simples

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{x_t^g, w_t^g} a \sum_{t \in T} x_t^g + b \sum_{t \in T} w_t^g + \alpha \sum_{t \in T} y_t^g & \\ m_{GT} \cdot x_t^g \leq w_t^g, & t \in T \\ w_t^g \leq M_{GT} \cdot x_t^g, & t \in T \\ y_t^g \geq x_t^g - x_{t-1}^g, & t \in T \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \leq 2, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ x_t^g, y_t^g \in \{0, 1\} & \end{array} \right.$$

Las variables booleanas x_t^g indican el estado de encendido (sí/no)

Las $y_t^g \in \{0, 1\}$ indican que t es un instante de encendido

Las w_t^g corresponden a la potencia generada en t

Unidades Térmicas Simples

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{x_t^g, w_t^g} a \sum_{t \in T} x_t^g + b \sum_{t \in T} w_t^g + \alpha \sum_{t \in T} y_t^g & \\ m_{GT} \cdot x_t^g \leq w_t^g, & t \in T \\ w_t^g \leq M_{GT} \cdot x_t^g, & t \in T \\ y_t^g \geq x_t^g - x_{t-1}^g, & t \in T \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \leq 2, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ x_t^g, y_t^g \in \{0, 1\} & \end{array} \right.$$

Estas restricciones garantizan que la potencia de funcionamiento esté dentro de los límites técnicos

Unidades Térmicas Simples

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{x_t^g, w_t^g} a \sum_{t \in T} x_t^g + b \sum_{t \in T} w_t^g + \alpha \sum_{t \in T} y_t^g & \\ m_{GT} \cdot x_t^g \leq w_t^g, & t \in T \\ w_t^g \leq M_{GT} \cdot x_t^g, & t \in T \\ y_t^g \geq x_t^g - x_{t-1}^g, & t \in T \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \leq 2, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ x_t^g, y_t^g \in \{0, 1\} & \end{array} \right.$$

Estas restricciones fuerzan y_t^g a 1 en los instantes de arranque t , dado que $x_t^g = 1$ y $x_{t-1}^g = 0$

Unidades Térmicas Simples

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{x_t^g, w_t^g} a \sum_{t \in T} x_t^g + b \sum_{t \in T} w_t^g + \alpha \sum_{t \in T} y_t^g & \\ m_{GT} \cdot x_t^g \leq w_t^g, & t \in T \\ w_t^g \leq M_{GT} \cdot x_t^g, & t \in T \\ y_t^g \geq x_t^g - x_{t-1}^g, & t \in T \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \leq 2, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ x_t^g, y_t^g \in \{0, 1\} & \end{array} \right.$$

Éstas imponen que una vez encendida la unidad térmica deba mantenerse funcionando por al menos 3 horas.

Si $x_t^g = 0$ y $x_{t+1}^g = 1$, entonces x_{t+2}^g y x_{t+3}^g deben valer 1

Unidades Térmicas Simples

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{x_t^g, w_t^g} a \sum_{t \in T} x_t^g + b \sum_{t \in T} w_t^g + \alpha \sum_{t \in T} y_t^g & \\ m_{GT} \cdot x_t^g \leq w_t^g, & t \in T \\ w_t^g \leq M_{GT} \cdot x_t^g, & t \in T \\ y_t^g \geq x_t^g - x_{t-1}^g, & t \in T \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 2x_t^g - 2x_{t+1}^g + x_{t+2}^g + x_{t+3}^g \leq 2, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ x_t^g, y_t^g \in \{0, 1\} & \end{array} \right.$$

Finalmente se impone el no-encendido hasta la tercer hora luego del apagado.

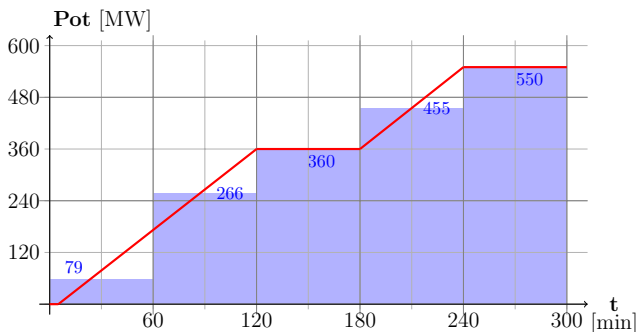
Si $x_t^g = 1$ y $x_{t+1}^g = 0$, entonces x_{t+2}^g y x_{t+3}^g deben valer 0

La Central de Ciclo Combinado

- ▶ La Central de Ciclo Combinado concentra casi la mitad de la planta térmica instalada
- ▶ Es la central térmica más eficiente con un costo medio por MWh en su máximo técnico de USD 73, contra 82 (BM), 112 (PT1), 122 (PT2) y 135 (CTR)
- ▶ Tiene commitments muy complejos, que incluyen:
 - ▶ 4 horas ramp-up para llegar a su funcionamiento completo
 - ▶ mínimo de 4 horas de funcionamiento sostenido
 - ▶ mantenerse un mínimo de 10 horas apagada antes de volver a operar plenamente

La Central de Ciclo Combinado

- ▶ La Central de Ciclo Combinado concentra casi la mitad de la planta térmica instalada
- ▶ Es la central térmica más eficiente con un costo medio por MWh en su máximo técnico de USD 73, contra 82 (BM), 112 (PT1), 122 (PT2) y 135 (CTR)
- ▶ Tiene commitments muy complejos, que incluyen:



La Central de Ciclo Combinado

- ▶ La Central de Ciclo Combinado concentra casi la mitad de la planta térmica instalada
- ▶ Es la central térmica más eficiente con un costo medio por MWh en su máximo técnico de USD 73, contra 82 (BM), 112 (PT1), 122 (PT2) y 135 (CTR)
- ▶ Tiene commitments muy complejos, que incluyen:
 - ▶ 4 horas ramp-up para llegar a su funcionamiento completo
 - ▶ mínimo de 4 horas de funcionamiento sostenido
 - ▶ mantenerse un mínimo de 10 horas apagada antes de volver a operar plenamente
- ▶ No se consiguió un subproblema de optimización lineal auto-contenido para modelar todas estas alinealidades simultáneamente (una única optimización)
- ▶ Nuestra mejor solución implica optimizar en dos etapas

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Las variables x_t y w_t^{cc} son análogas a x_t^g y w_t^g .

La variable $y_t \in \{0, 1\}$ indica que el instante t es parte del ramp-up.

Mientras que w_t^{ra} corresponde a la potencia durante la rampa, que tiene restricciones y eficiencia diferentes.

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll}
 \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\
 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\
 y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\
 x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\
 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\
 y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\
 w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\
 w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\
 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\
 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\
 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\
 x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\
 x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, &
 \end{array} \right.$$

Funcionamiento nominal dentro de límites técnicos.

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Si se entra en funcionamiento nominal en $t + 4$, se debe arrancar una rampa en t .

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Una vez finalizada una rampa de arranque, se debe pasar al funcionamiento nominal.

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Las rampas no pueden demorar ni más ni menos de 4 horas (deben ser de exactamente 4hs).

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Las potencias en la rampa (w_t^{ra}) están acotadas superiormente por la secuencia: 79, 266, 360, 455.

Y fuera de la rampa deben ser nulas (deben operar las w_t^{cc}).

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Los límites inferiores para las potencias en la rampa deben respetar la secuencia: 8.3, 28, 37.9, 47.9. Se consigue así una configuración dentro de los límites técnicos, aunque no en una secuencia de valores compatible con el primer valor nominal.

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Alcanzado el ciclo completo, la central debe permanecer operando en él por al menos 4 horas.

Y al apagarla deben pasar un mínimo de 10 horas antes de volver a entrar en otro ciclo completo.

La Central de Ciclo Combinado (relajación)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} + \alpha \sum_{t \in T} y_t & \\ 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\ y_t \geq x_{t+4} - x_{t+3}, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ x_t \geq y_{t-1} - y_t, & t = 2, \dots, T_m \\ 3y_t - 3y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ y_t + y_{t+1} + y_{t+2} + y_{t+3} + y_{t+4} \leq 4, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ w_t^{ra} \leq 455y_t, & t \in T \\ w_{t+3}^{ra} \leq 79y_{t+3} + 187y_{t+2} + 94y_{t+1} + 95y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 48x_{t+3} + w_{t+3}^{ra} \geq 8.3y_{t+3} + 19.7y_{t+2} + 9.9y_{t+1} + 10y_t, & t = 1, \dots, T_m - 3 \\ 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\ 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\ x_t + y_t \leq 1, & t = 1, \dots, T_m \\ x_t, y_t \in \{0, 1\}, w_t^{ra} \geq 0, & \end{array} \right.$$

Rampas y ciclos completos son mutuamente excluyentes.

La Central de Ciclo Combinado (refactibilización)

$$\left\{ \begin{array}{ll}
 \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} & \\
 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\
 m_{cc}x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq M_{cc}x_t, & t \in T \\
 550w_{T_j^{ra}}^{ra} = 79w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 550w_{T_j^{ra}+1}^{ra} = 266w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 550w_{T_j^{ra}+2}^{ra} = 360w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 550w_{T_j^{ra}+3}^{ra} = 455w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\
 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\
 x_{T_j^{ra}+\tau} = 0, x_{T_j^{ra}+4} = 1, & 0 \leq \tau \leq 3, j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 x_t - x_{t-1} \leq 0, & T_j^{ra} + 17 \leq t \leq T_{j+1}^{ra} - 1, \\
 & j = 1, \dots, |T^{ra}| - 1 \\
 w_t^{ra} = 0, & j \notin T^{ra} \\
 x_t \in \{0, 1\} &
 \end{array} \right.$$

La primera iteración generalmente no da soluciones factibles.

Si se re-optimiza a partir de ésta copiando los instantes de rampa el problema es puramente lineal y construye soluciones factibles (pero ligeramente más caras).

La Central de Ciclo Combinado (refactibilización)

$$\left\{ \begin{array}{ll}
 \min a \sum_{t \in T} x_t + b_{ra} \sum_{t \in T} w_t^{ra} + b_{cc} \sum_{t \in T} w_t^{cc} & \\
 58x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq 550x_t, & t \in T \\
 m_{cc}x_t \leq w_t^{cc}, w_t^{cc} \leq M_{cc}x_t, & t \in T \\
 550w_{T_j^{ra}+4}^{ra} = 79w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 550w_{T_j^{ra}+1}^{ra} = 266w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 550w_{T_j^{ra}+2}^{ra} = 360w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 550w_{T_j^{ra}+3}^{ra} = 455w_{T_j^{ra}+4}^{cc}, & j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 3x_t - 3x_{t+1} + x_{t+2} + x_{t+3} + x_{t+4} \geq 0, & t = 1, \dots, T_m - 4 \\
 8x_t - 8x_{t+1} + \sum_{\tau=t+2}^{t+9} x_\tau \leq 8, & t = 1, \dots, T_m - 9 \\
 x_{T_j^{ra}+\tau} = 0, x_{T_j^{ra}+4} = 1, & 0 \leq \tau \leq 3, j = 1, \dots, |T^{ra}| \\
 x_t - x_{t-1} \leq 0, & T_j^{ra} + 17 \leq t \leq T_{j+1}^{ra} - 1, \\
 & j = 1, \dots, |T^{ra}| - 1 \\
 w_t^{ra} = 0, & j \notin T^{ra} \\
 x_t \in \{0, 1\} &
 \end{array} \right.$$

Se ha comprobado experimentalmente que ese *gap* es menor al 1%, lo que constituye una cota al error de modelado.

Composición de la Demanda

Categoría Tarifaria	Cantidad de Servicios	Energía Total 2015 (GWh)	Precio Medio 2015 (cents/kWh)	Ventas Anuales 2015 (miles USD)
General	111.611	790	19.49	153.893
Residencial	1.023.269	2.864	22.17	635.059
Básico Residencial	199.445	266	14.30	38.013
Doble Horario	58.790	409	17.30	70.816
Sub-Totales	1.393.115	4.329		897.781
Alumbrado Público	3.749	119	22.81	27.042
Albdo. Pco. Dob. Hor.	3.194	130	17.41	22.606
Sub-Totales	6.943	249		49.648
Grandes Consumidores	445	2.200	11.19	246.298
Medianos Consumidores	14.439	1.563	16.45	257.060
Zafra Estival	450	54	17.59	9.427
Sub-Totales	15.334	3.817		512.785
Totales	1.415.392	8.395		1.460.214

Tabla: Datos 2015 de la demanda segmentada por tarifas. [Fuente: UTE]

El cumplimiento de la demanda empuja a la generación.

Históricamente se exigía: $\sum_{g \in G} w_t^g \geq d_t$, donde G son los componentes del parque generador.

Por el Ciclo Combinado hay que agregar $w_t^{ra} + w_t^{cc}$.

Demanda Gestionable

- ▶ Planteada como una restricción instante a instante, el requerimiento de demanda termina siendo de potencia.
- ▶ En este proyecto se evaluaron demandas de energía en ventas de tiempo más amplias (varias horas, o días).
- ▶ Mientras se cumpla con el requerimiento energético j , el sistema puede atenderlo como sea.

$$\begin{aligned} \sum_{t \in A_p^j} z_t^j &\geq D_p^j & 1 \leq p \leq c \\ \underline{z}_t^j &\leq z_t^j \leq \bar{z}_t^j & \forall t \end{aligned}$$

Se considera conjunto $A^j = \{A_1^j, \dots, A_c^j\}$ de intervalos disjuntos en los que se requiere cerrar un requerimiento de energía D_p^j .

z_t^j es la potencia media usada en la hora t para satisfacer el requerimiento de la aplicación j .

Tipos de Demanda Gestionable

Se exploraron tres tipos de demanda gestionable:

1. **Demanda Residencial** - Se asumió que el 30% de la demanda residencial (18% del total) podía atenderse mediante contratos de gestión. El resto sigue siendo inflexible
2. **Riego en la Ganadería** - El requerimiento biológico de las pasturas impone regar 262.500lts por hectárea en toda ventana de 15 días. Regando 725.000ha, se incurriría en un gasto mensual de energía de unos 58GWh
3. **Unidades de Acumulación** - Se usó como referencia el proyecto de Neon y Tesla en Australia: capacidad 140MWh, potencia de carga 35MW, potencia de descarga 100MW, eficiencia 90%

Modelado de la Acumulación

$$\left\{ \begin{array}{l} b_t = b_0 + \delta \sum_{\tau=1}^{\tau=t} r_{\tau}^c - \sum_{\tau=1}^{\tau=t} r_{\tau}^d \\ 0 \leq r_t^c \leq \bar{r}_c \\ 0 \leq r_t^d \leq \bar{r}_d \\ 0 \leq b_t \leq \bar{b} \end{array} \right.$$

Donde r_t^c es la potencia tomada de la red en t para cargar la batería, r_t^d es la potencia entregada a la red en t , y b_t es el nivel de carga (variables de estado).

\bar{r}_c corresponde a la potencia máxima de carga, \bar{r}_d a la potencia máxima de descarga y \bar{b} es la carga (energía) máxima almacenable.

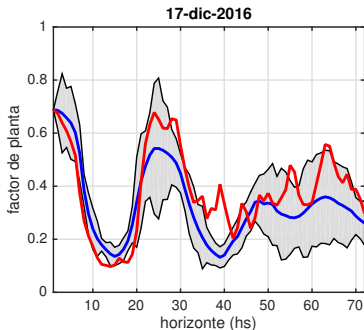
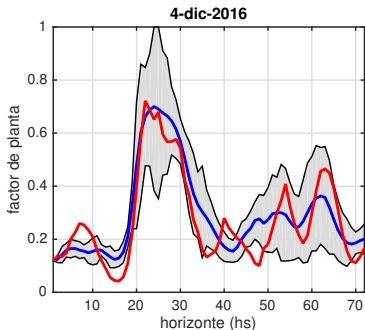
Las pérdidas inherentes al proceso se asumen lineales y se asocian al coeficiente de eficiencia $\delta < 1$.

En nuestro caso se usaron los parámetros: $\bar{r}_c = 35\text{MW}$, $\bar{r}_d = 100\text{MW}$, $\bar{b} = 140\text{MWh}$ y $\delta = 0.9$.

Escenarios de Testing

Se realizaron pruebas sobre 120 combinaciones de instancias y modelos. La mayoría de las instancias se eligieron para capturar situaciones estresantes para la optimización, y otras para ser históricamente representativas:

- ▶ Se eligieron 2 días representativos

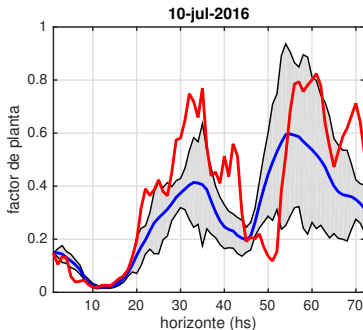
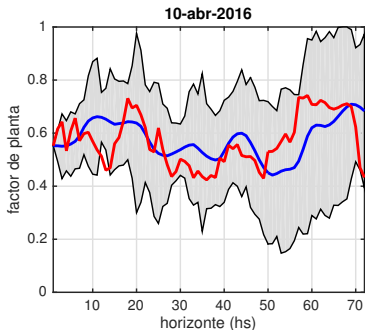


Entre los que rondan la media de error y de ancho de banda, elegimos un caso con uno y otro con dos picos de potencia

Escenarios de Testing

Se realizaron pruebas sobre 120 combinaciones de instancias y modelos. La mayoría de las instancias se eligieron para capturar situaciones estresantes para la optimización, y otras para ser históricamente representativas:

- ▶ Se eligieron 2 días representativos y anormales



Otro por ser el de banda más gruesa (mayor volatilidad esperada), y el último por corresponder al de mayor energía off-band

Escenarios de Testing

Se realizaron pruebas sobre 120 combinaciones de instancias y modelos. La mayoría de las instancias se eligieron para capturar situaciones estresantes para la optimización, y otras para ser históricamente representativas:

- ▶ Se eligieron 2 días representativos y anormales
- ▶ Un escenario hidráulico normal (relativa abundancia) HB1
- ▶ Otros dos de sequía extrema: SH1 y SH2
- ▶ Y dos más de sequía parcial, donde los costos de hidráulica y térmica son parecidos: EHT1 y EHT2

Esos datos se usaron para alimentar versiones determinísticas y estocásticas de tres modelos:

1. **Reducido** - Corresponde a la realidad actual
2. **Con Riego** - Es el anterior más riego en agricultura
3. **Completo** - Se introduce acumulación y gestión dinámica de parte de la demanda residencial

Resultados Numéricos

	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul
Reducido	348,930	334,760	241,230	359,730
Con Riego	377,960	363,790	270,250	388,750
Completo	327,200	311,240	239,350	344,780

Tabla: Costo USD/MWh predespacho determinístico 72hs ahead. [HB1]

Se observó que los errores al pasar del predespacho al despacho (simulado) son de entre -3% y -6%.

Y que en términos absolutos la mayor diferencia no alcanza los 20 mil dólares en los tres días.

La gestión más eficiente del determinístico reducido al completo se consigue evitando el uso del Río Negro, lo que permite un ahorro medio del 5%.

Resultados Numéricos

	EHT1				EHT2			
	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul
Reducido	5,389	5,120	3,737	5,448	4,091	3,869	2,850	4,126
Con Riego	5,902	5,631	4,228	5,957	4,441	4,218	3,193	4,477
Completo	5,281	5,026	3,660	5,338	3,951	3,761	2,667	3,958

Tabla: Costo miles USD/MWh predespacho determinístico 72hs [EHT1,EHT2]

El necesario encendido de las térmicas eleva sensiblemente el costo, en más de un orden de magnitud.

El pasaje predespacho/despacho se eleva levemente en términos relativos (hasta el 9%), pero aumenta sensiblemente en términos absolutos, con diferencias entre -537 mil (reducido 10-jul-EHT1) y 245 mil USD (completo 4-dic-EHT2).

Es interesante que con costo hidráulicos similares se consiga una gestión más eficiente cuando la abundancia está en el Río Uruguay (correspondiente a EHT2).

Resultados Numéricos

	SH1				SH2			
	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul
Reducido	5,696	5,419	3,857	5,731	5,706	5,428	3,857	5,742
Con Riego	6,274	5,988	4,392	6,302	6,290	6,002	4,395	6,317
Completo	5,602	5,316	3,735	5,630	5,621	5,337	3,735	5,646

Tabla: Costo miles USD/MWh predespacho determinístico 72hs [SH1,SH2]

Aunque los costos aumentan en los escenarios de sequía, no cambian significativamente respecto a EHT1.

En todos los casos, el escenario de abundancia eólica (10/abr) es bastante más barato (29%-34%) que el peor, contando: HB1, EHT1, EHT2, SH1 y SH2.

Lo que es un síntoma de la elevada sensibilidad del sistema con la Generación Eólica.

Los escenarios de mayor error entre predespacho y despacho siguen siendo los del 10-jul, en particular 10-jul-SH2 con riego: -598 mil.

Estocástico vs Determinístico

	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul
Reducido	-0.01%	-0.24%	-0.12%	-0.09%
Con Riesgo	0.04%	-0.22%	-0.11%	0.01%
Completo	0.18%	-0.01%	-1.00%	-0.21%

Tabla: Desvío relativo estocástico vs determinístico [HB1]

	EHT1				EHT2			
	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul
Reducido	-0.28%	-0.29%	-0.19%	-0.13%	-0.45%	-0.21%	-1.41%	-0.30%
Con Riesgo	-0.35%	-0.34%	-0.74%	-0.24%	-0.44%	-0.29%	-1.33%	-0.31%
Completo	-0.42%	-0.41%	-0.36%	-0.10%	-0.44%	-0.34%	-0.25%	-0.14%

Tabla: Desvío relativo estocástico vs determinístico [ETH1,ETH2]

	SH1				SH2			
	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul	4-dic	17-dic	10-abr	10-jul
Reducido	-0.34%	-0.33%	-0.04%	-0.09%	-0.33%	-0.34%	0.00%	-0.10%
Con Riesgo	-0.38%	-0.41%	-0.82%	-0.30%	-0.45%	-0.41%	-0.78%	-0.30%
Completo	-0.51%	-0.45%	0.05%	-0.02%	-0.50%	-0.47%	0.09%	-0.01%

Tabla: Desvío relativo estocástico vs determinístico [SH1,SH2]

Estocástico vs Determinístico

- ▶ Las diferencias entre el óptimo (det.) y el valor esperado óptimo (est.) son mínimas
- ▶ Con valores entre -1.41% y 0.18%, y media -0.3%
- ▶ Un 90% de las veces (en esta muestra) el estocástico consigue soluciones más baratas
- ▶ Entre los 60 escenarios de prueba el uso del estocástico hubiera permitido ahorrar USD 805 mil
- ▶ También gana en cada escenario de costo (HB1,EHT1,etc)
- ▶ Y por último gana en robustez. Al simular los tres peores errores predespacho-despacho determinísticos, se logró bajar la diferencia a un 3.5% de la trayectoria, con diferencias que nunca superaron los USD 150 mil
- ▶ El costo es en cómputo (68mil variables, 18mil enteras) y en la complejidad del plan para pasar de predespacho a despacho

Resultados

- ▶ Por ser más eficiente y robusto se usaron los resultados del estocástico para evaluar las innovaciones tecnológicas
- ▶ Los rangos de costo por MWh fueron: (2.5,4.2) [HB1], (28.5,59.9) [EHT] y (40.1,63.5) [SH]
- ▶ La demanda gestionable más acumulación permitió una reducción media de costos de: 4.7% (HB1), 3% (EHT) y 2.1% (SH), para todo el sistema
- ▶ De trasladar esos ahorros exclusivamente a los usuarios gestionables, éste podría llegar hasta un 26%
- ▶ El riego a planta instalada fija aumenta el costo (consumo 5800MWh cada 72hs), pero si lo compararíamos con el crecimiento vegetativo equivalente (usando spots), debería costar 25% menos, y se usaron 72hs ahead, cuando la ventana es de 15 días permitiría un ahorro mayor
- ▶ Las demandas gestionables minimizan la cantidad de elementos para la modulación y regularizan el spot

Conclusiones y Trabajo Futuro

- ▶ Se concluye que las demandas gestionables y acumulación abaratan al sistema y regularizan su operación
- ▶ De trasladar todos esos beneficios a sus usuarios, se podrían bajar su costos de energía entre un 26% y un 37%
- ▶ Un modelo estocástico completo y realista es implementable, y fácil de extender
- ▶ Se puede resolver con herramientas de optimización estándar
- ▶ Explorar escenarios por combinación de eólica y solar
- ▶ De incluir el modelo premios por estado final de las variables, se podrían substituir otros modelos de corto plazo para valoración del agua
- ▶ Modelo óptimo de predespacho a despacho con modelos de tiempo y espacio continuos
- ▶ Idealmente habría que simular cuatro despachos por día



¿Preguntas?