



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
IEE3323 - OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Tarea 2

2024-1 Profesor Samuel Córdova

Vicente Goehring - 19637187
Sebastián Villagra - 19636822



1. Problema 1: Unit Commitment determinístico

1.1. Modelo matemático

En primer lugar, revisando la información de las líneas, barras y generadores, se puede dibujar el siguiente diagrama para representar al sistema.

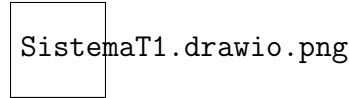


Figura 1: Sistema Eléctrico de Lumina

El modelo matemático del *Unit Commitment* es similar al despacho económico, sin embargo, se agregan variables binarias de encendido/apagado y algunas restricciones asociadas a estas variables. En general se refieren a: condicionar las potencias máximas y mínimas, condicionar las rampas, tomar tiempos mínimos de un generador encendido o apagado y controlar la dinámica de estas mismas variables. A su vez, con esta extensión del problema se tomar un modelo más exacto que incluye costos fijos, costos de encendido y la misma dinámica de los despachos.

1.1.1. Parámetros

- T : horizonte temporal.
- N : número de nodos.
- I : cantidad total de generadores.
- R : cantidad total de generadores renovables ($R \leq I$).

1.1.2. Conjuntos

Se definen los siguientes conjuntos:

- Tiempo: $t \in \{1, \dots, T\}$.
- Nodos: $n \in \{1, \dots, N\}$.
- Generadores G_i : $i \in \{1, \dots, I\}$.
- Generadores renovables: $G_r \subseteq G_i$.
- Generadores en n : G_n .

Según los datos a utilizar en este caso adoptan los valores $T = 6$, $n = 9$ e $I = 3$.

1.1.3. Variables de decisión

Las variables de decisión son:

- La potencia de cada generador i : $p_{i,t}$.
- Los ángulos de cada barra que permiten el mejor flujo complementario a la producción de los generadores: $\theta_{n,t}$.
- Orden de encendido de un generador i en la hora t : $u_{i,t}$.
- Orden de apagado de un generador i en la hora t : $v_{i,t}$.
- Estado del generador i en la hora t (1 - encendido, 0 - apagado): $w_{i,t}$.

1.1.4. Función objetivo

$$f = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^I C_v(p_{i,t}) + C_f(w_{i,t}) + C^{ON}(u_{i,t})$$

En donde C_v es el costo variable, C_f el costo fijo y C^{ON} el costo de encendido de una unidad.

1.1.5. Restricciones

Equilibrio de potencia

Se incluye el flujo de potencias de cada nodo. Estas se calculan a partir de la relación vectorial: $[Y]\vec{I} = \vec{V}$, lo que deriva en el flujo de potencia AC:

$$P_n = \sum_{k=1}^N |V_n||V_k| [G_{nk} \cos(\theta_{nk}) + B_{nk} \sin(\theta_{nk})]$$

$$Q_n = \sum_{k=1}^N |V_n||V_k| [G_{nk} \sin(\theta_{nk}) - B_{nk} \cos(\theta_{nk})]$$

Por como se definen estas ecuaciones, una potencia positiva es equivalente a corriente que sale del nodo. Se toma la simplificación DC:

$$P^n = \sum_{k=1}^N B_{kn}(\theta_n - \theta_k)$$

Luego, por equilibrio de potencia, toda la potencia generada en el nodo debe ser igual a la potencia consumida, más la potencia transmitida hacia afuera del nodo. Esta potencia transmitida es la potencia P_n que si toma un valor negativo, significa que está siendo transmitida desde otras barras hacia el nodo en cuestión. La restricción resulta:

$$\sum_{i \in G_n} p_{i,t} = P_{n,t}^D + \sum_{k=1}^N B_{nk}(\theta_{n,t} - \theta_{k,t}) \quad \forall n \in [1, N], \forall t \in [1, T] \quad (1)$$

1.1.6. Potencias Máximas y Mínimas

Los generadores tienen ciertos límites de operación. Si bien muchas está inecuación se define en papel y lapiz en una sola relación por generador, acá se separa en 2 inecuaciones por generador. Además, esta restricción solo debe cumplirse si la unidad en cuestión está operativa:

$$p_{i,t} \leq w_{i,t} P_i^{max} \quad \forall i \in [1, T] \quad (2)$$

$$-p_{it} \leq w_{i,t} P_i^{min} \quad \forall i \in [1, T] \quad (3)$$

1.1.7. Límite líneas de transmisión

Las líneas de transmisión también se encuentran restringidas en cuanto a la cantidad de potencia que pueden mover entre barras. Se tiene desde el flujo DC que la potencia transmitida desde n hacia k es:

$$P_{nk} = B_{kn}(\theta_n - \theta_k)$$

Luego, la restricción para cada línea se separa en 2: en caso en que la potencia de flujo sea positiva (dirección $n \rightarrow k$), o en caso de que la potencia sea negativa (dirección $n \leftarrow k$).

$$B_{kn}(\theta_n - \theta_k) \leq T_{nk}^{max} \quad \forall n, k \in [1, N] \quad (4)$$

$$-B_{kn}(\theta_n - \theta_k) \leq T_{nk}^{max} \quad \forall n, k \in [1, N] \quad (5)$$

De esta forma Si el flujo es mayor a cero, la restricción (5) se cumplirá siempre, mientras que si es un flujo menor a cero, la restricción (4) también se cumple siempre.

1.1.8. Rampas

Existe también un límite de cuánto pueden aumentar y disminuir en la potencia entregada por cada generador. Esto corresponde a la derivada de la potencia respecto al tiempo. Además, en este caso particular el límite en aumento es el mismo que en el descenso. Nuevamente entra en juego el estado del generador, pues si el generador va a ser encendido, necesita una rampa adicional para llegar a su operación entre límites.

$$P_{i,t+1} - P_{i,t} \leq r_i + u_{i,t} r_i \quad \forall i \in [1, I], \forall t \in [1, T-1] \quad (6)$$

$$-P_{i,t+1} + P_{i,t} \leq r_i + v_{i,t} r_i \quad \forall i \in [1, I], \forall t \in [1, T-1] \quad (7)$$

1.1.9. Dinámica de variables binarias

$$u_{i,t} - v_{i,t} = w_{i,t} - w_{i,t-1} \quad \forall i \in [1, I], \forall t \in [2, T]$$

1.2. Curtailment en Renovables

Los generadores renovables son capaces de generar la cantidad de recurso que exista, o menos en caso de realizar vertimiento.

$$p_{i,t} \leq ren_{i,t} \quad \forall i \in G_r, \forall t \in [1, T]$$

Hay que notar que el índice i corresponde solo aquellos generadores renovables.

1.3. Unit Commitment en Lumina 2017

Se corre el programa descrito con los datos del archivo 'Case014.xlsx' correspondiente al sistema de potencia de Lumina por el año 2017. Gurobi resuelve el problema en prácticamente menos de 1 segundo y con una tolerancia de 0.0001 y un gap de optimalidad del 0.0079 %.

1.3.1. Costos

A continuación se muestra el costo total diario de la operación del sistema y su desglose temporal. Además, la figura 2 muestra estos resultados de forma gráfica.

Costo Total (24 horas)	211,292.89 \$
-------------------------------	----------------------

Hora	Costo Encendido	Costo Fijo	Costo Variable	Total
1	0	1500	8169.98	9669.98
2	0	1500	5898.81	7398.81
3	0	1500	4473.77	5973.77
4	0	1500	3660.71	5160.71
5	0	1500	3437.60	4937.60
6	0	1500	4375.26	5875.26
7	0	1500	4679.92	6179.92
8	0	1500	5526.15	7026.15
9	0	1500	6253.22	7753.22
10	0	1500	7324.53	8824.53
11	0	1500	7434.66	8934.66
12	0	1500	6404.05	7904.05
13	0	1500	5636.05	7136.05
14	0	1500	5186.05	6686.05
15	0	1500	7172.05	8672.05
16	0	1500	7556.05	9056.05
17	0	1500	6829.23	8329.23
18	0	1500	8645.59	10145.59
19	2250	1950	10769.64	14969.64
20	0	1950	11843.41	13793.41
21	0	1950	12355.41	14305.41
22	0	1950	9985.41	11935.41
23	0	1500	9253.77	10753.77
24	0	1500	8371.60	9871.60

Cuadro 1: Costos de generación por hora (case014.xlsx),

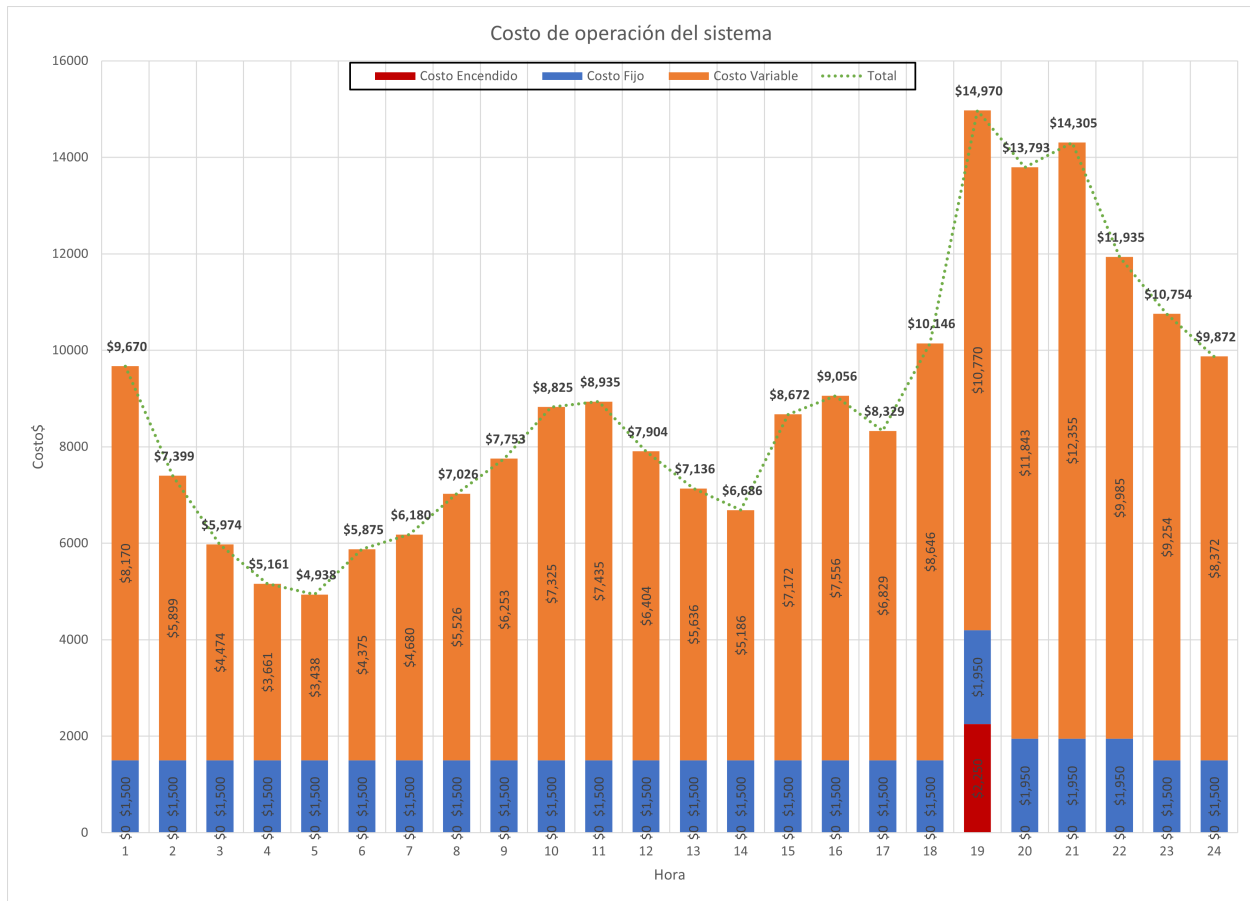


Figura 2: Costos de generación por periodo (Case014.xlsx).

1.3.2. Encendidos y apagados

Se muestra a continuación aquellos generadores encendidos (1) y aquellos apagados durante la operación de las 24 horas. Se observa que el único generador que cambia su estado es el generador **G6** que es encendido en la hora 18, genera durante 4 horas (lo cual cumple con la restricción), y finalmente es apagado en la hora 23. El generador eólico **Solar8** también se enciende y apaga en varias ocasiones, pero probablemente esta variable solo oscila debido a la ausencia de recurso solar, pues el generador no tiene asociado costos fijos, de encendido o variables.

En adición al cuadro, se muestra en la figura 3 la capacidad total de generación por hora. Es decir, si un generador está encendido, la capacidad nominal corresponde a la capacidad máxima que podría estar generando en caso de ser necesario. Como se comentó recién, hacia el final del día el recurso solar es inexistente, y por ende la condición de encendido o apagado de la generación solar es indiferente.

Hora	G1	G2	G3	G6	G8	Wind2	Solar8
1	1	1	1	0	0	1	1
2	1	1	1	0	0	1	1
3	1	1	1	0	0	1	1
4	1	1	1	0	0	1	1
5	1	1	1	0	0	1	1
6	1	1	1	0	0	1	1
7	1	1	1	0	0	1	1
8	1	1	1	0	0	1	1
9	1	1	1	0	0	1	1
10	1	1	1	0	0	1	1
11	1	1	1	0	0	1	1
12	1	1	1	0	0	1	1
13	1	1	1	0	0	1	1
14	1	1	1	0	0	1	1
15	1	1	1	0	0	1	1
16	1	1	1	0	0	1	1
17	1	1	1	0	0	1	1
18	1	1	1	0	0	1	1
19	1	1	1	1	0	1	1
20	1	1	1	1	0	1	0
21	1	1	1	1	0	1	1
22	1	1	1	1	0	1	0
23	1	1	1	0	0	1	1
24	1	1	1	0	0	1	0

Cuadro 2: Estado de los generadores (case014.xlsx).

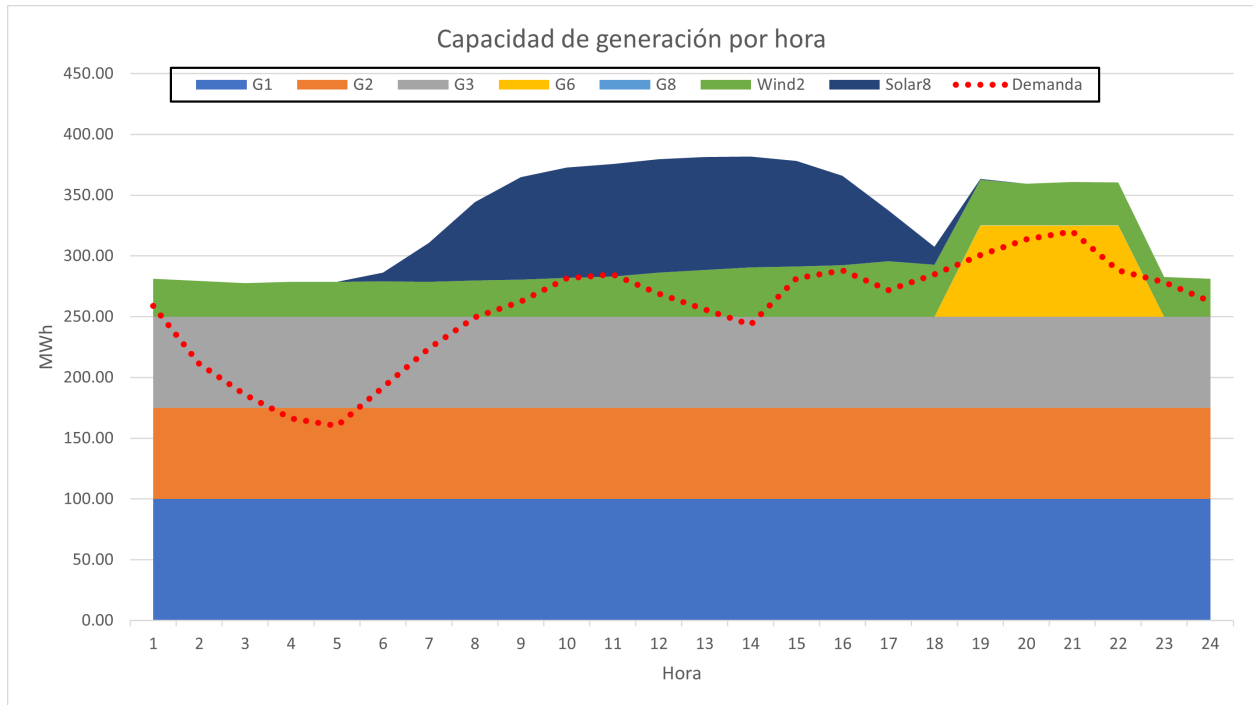


Figura 3: Capacidad nominal de generación según encendido o apagado (case014.xlsx).

1.3.3. Generación individual

Por último, se enseña en la figura 4 los MWh producidos por cada generador durante las 24 horas de simulación (se recomienda analizar bien el color asociado a cada generador, pues puede ser distinto a los gráficos comunmente encontrados).

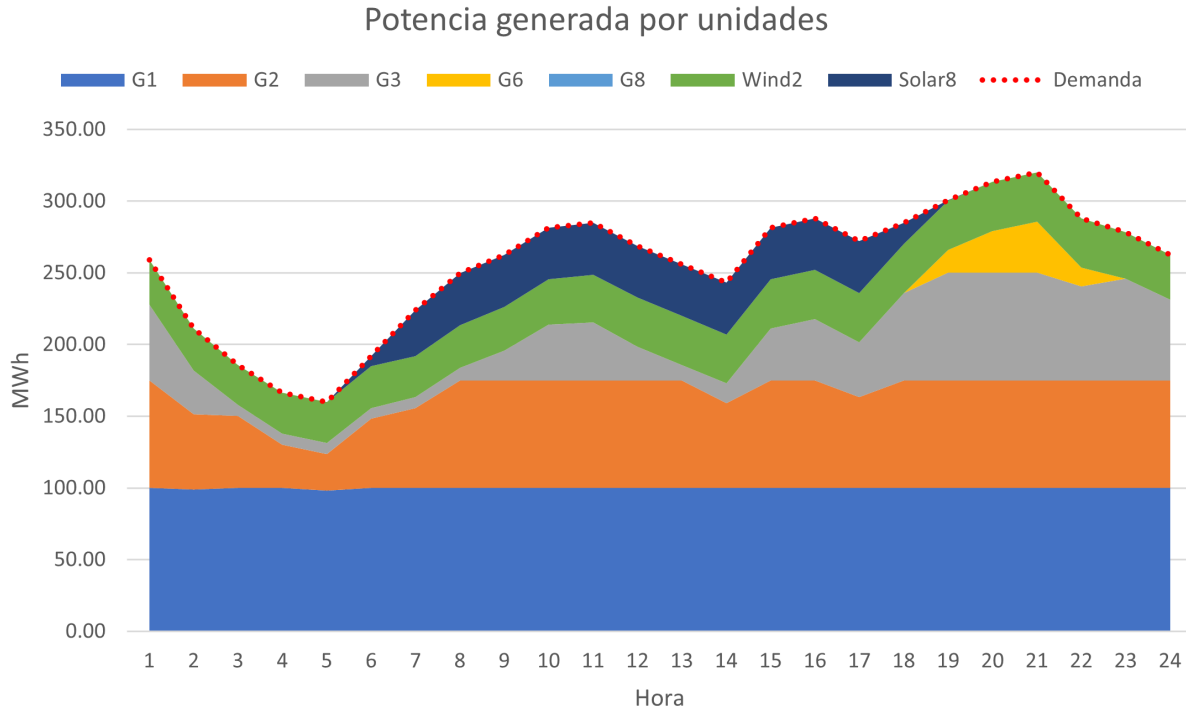


Figura 4: Generación de cada unidad (case014.xlsx).

1.4. Relajación de tiempos mínimos

Se repite el paso anterior, pero esta vez se eliminan las restricciones de tiempo mínimo de encendido y de tiempo mínimo de apagado, es decir, ahora es posible encender un generador para que inyecte potencia en un único periodo, o apagarlo durante un único periodo específico.

1.4.1. Costos

Costo Total (24 horas)	210,536.23 \$
-------------------------------	----------------------

Se hace el mismo análisis anterior. Como se puede analizar en el cuadro siguiente y en la figura 5, el costo asociado a encender los generadores ha aumentado, pues ante la posibilidad de encender y apagar unidades de forma 'rápida', probablemente se ha preferido pagar el costo de encendido antes que aumentar el costo variable de otro generador más caro.

Con todo esto, se ha disminuido el costo total en un **0.36 %**, lo cual no es tan atractivo.

Hora	Costo Encendido	Costo Fijo	Costo Variable	Total
1	0	1500	8169.98	9669.98
2	0	1500	5898.81	7398.81
3	0	1050	4317.11	5367.11
4	0	1050	3510.71	4560.71
5	0	1050	3287.60	4337.60
6	0	1050	4225.26	5275.26
7	0	1050	4529.92	5579.92
8	2250	1500	5526.15	9276.15
9	0	1500	6253.22	7753.22
10	0	1500	7324.53	8824.53
11	0	1500	7434.66	8934.66
12	0	1500	6404.05	7904.05
13	0	1500	5636.05	7136.05
14	0	1500	5186.05	6686.05
15	0	1500	7172.05	8672.05
16	0	1500	7556.05	9056.05
17	0	1500	6829.23	8329.23
18	0	1500	8645.59	10145.59
19	2250	1950	10769.64	14969.64
20	0	1950	11843.41	13793.41
21	0	1950	12355.41	14305.41
22	0	1950	9985.41	11935.41
23	0	1500	9253.77	10753.77
24	0	1500	8371.60	9871.60

Cuadro 3: Costos por hora con relajación del problema (case014.xlsx).

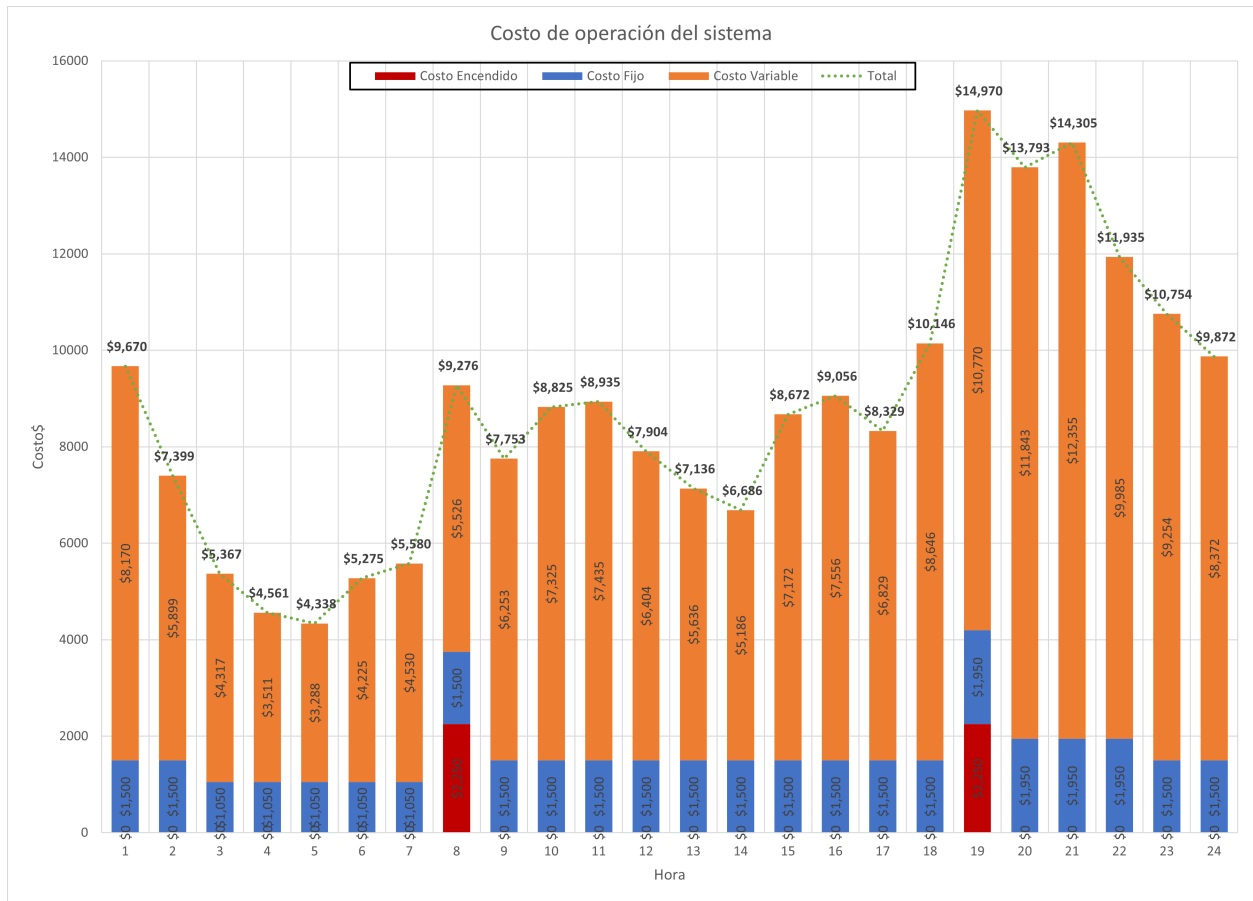


Figura 5: Costos por hora del problema relajado (case014.xlsx).

1.4.2. Encendidos y apagados

En el resumen de estados de cada generador otorga más claridad de lo que realmente está sucediendo. El generador **G3** es apagado durante 5 horas y luego es vuelto a encender. Anteriormente esto no era posible, ya que esta unidad tiene un tiempo mínimo de encendido de 4 horas que no alcanza a cumplir al apagarlo en la hora 2.

Hora	G1	G2	G3	G6	G8	Wind2	Solar8
1	1	1	1	0	0	1	1
2	1	1	1	0	0	1	0
3	1	1	0	0	0	1	0
4	1	1	0	0	0	1	0
5	1	1	0	0	0	1	1
6	1	1	0	0	0	1	1
7	1	1	0	0	0	1	1
8	1	1	1	0	0	1	1
9	1	1	1	0	0	1	1
10	1	1	1	0	0	1	1
11	1	1	1	0	0	1	1
12	1	1	1	0	0	1	1
13	1	1	1	0	0	1	1
14	1	1	1	0	0	1	1
15	1	1	1	0	0	1	1
16	1	1	1	0	0	1	1
17	1	1	1	0	0	1	1
18	1	1	1	0	0	1	1
19	1	1	1	1	0	1	1
20	1	1	1	1	0	1	0
21	1	1	1	1	0	1	0
22	1	1	1	1	0	1	0
23	1	1	1	0	0	1	0
24	1	1	1	0	0	1	0

Cuadro 4: Estados On (1) y Off (0) del sistema relajado (case014.xlsx).

Se vuelve a graficar (figura 6) la energía nominal que puede ser entregada a partir del estado de los generadores. Esta vez la capacidad durante las primeras horas disminuye. El sistema es menos seguro, ya que a la hora 7 la demanda es casi igual a la capacidad máxima. Algo parecido vuelve a ocurrir en la hora 18. Se considera menos seguro, porque como se verá más adelante, pueden experimentarse desviaciones en disponibilidad del recurso renovable , y en consecuencia habría un déficit de generación.

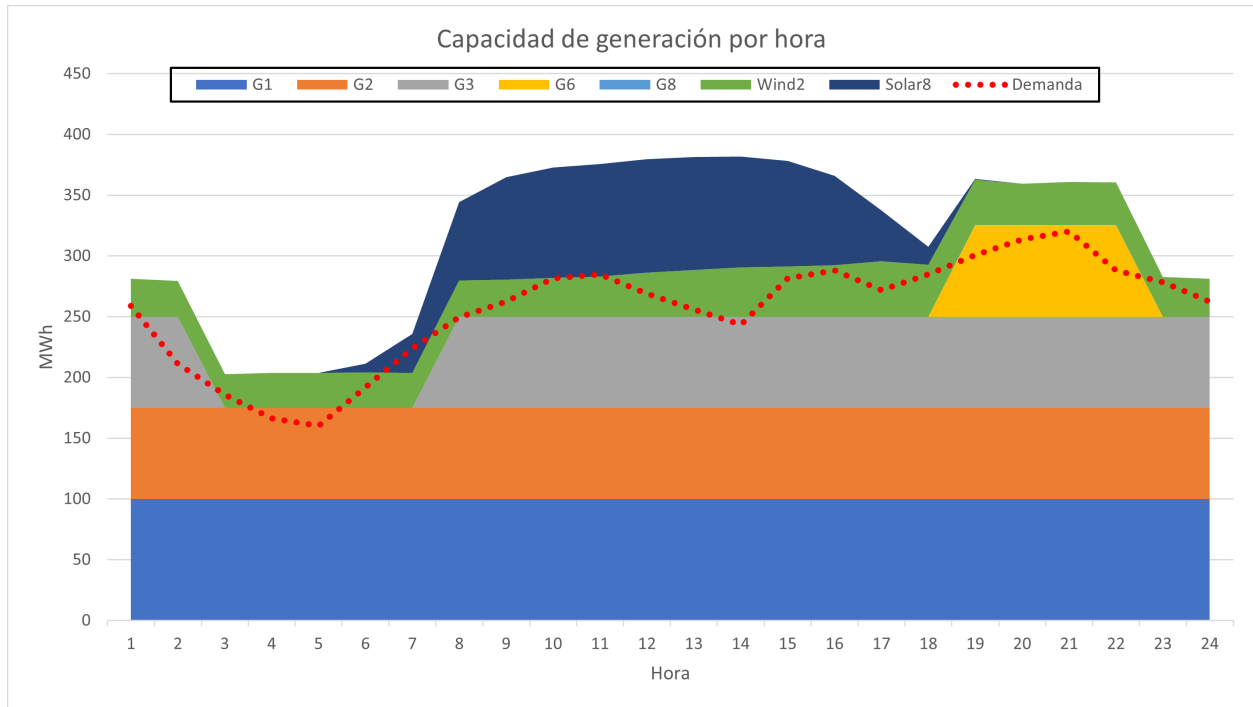


Figura 6: Capacidad nominal del sistema relajado (case014.xlsx).

1.4.3. Generación por unidad

Finalmente, se vuelve a mostrar en una nueva figura (7) la generación aportada por cada unidad. En específico se verifica como el generador 3 deja de producir entre las horas 3 y 7.

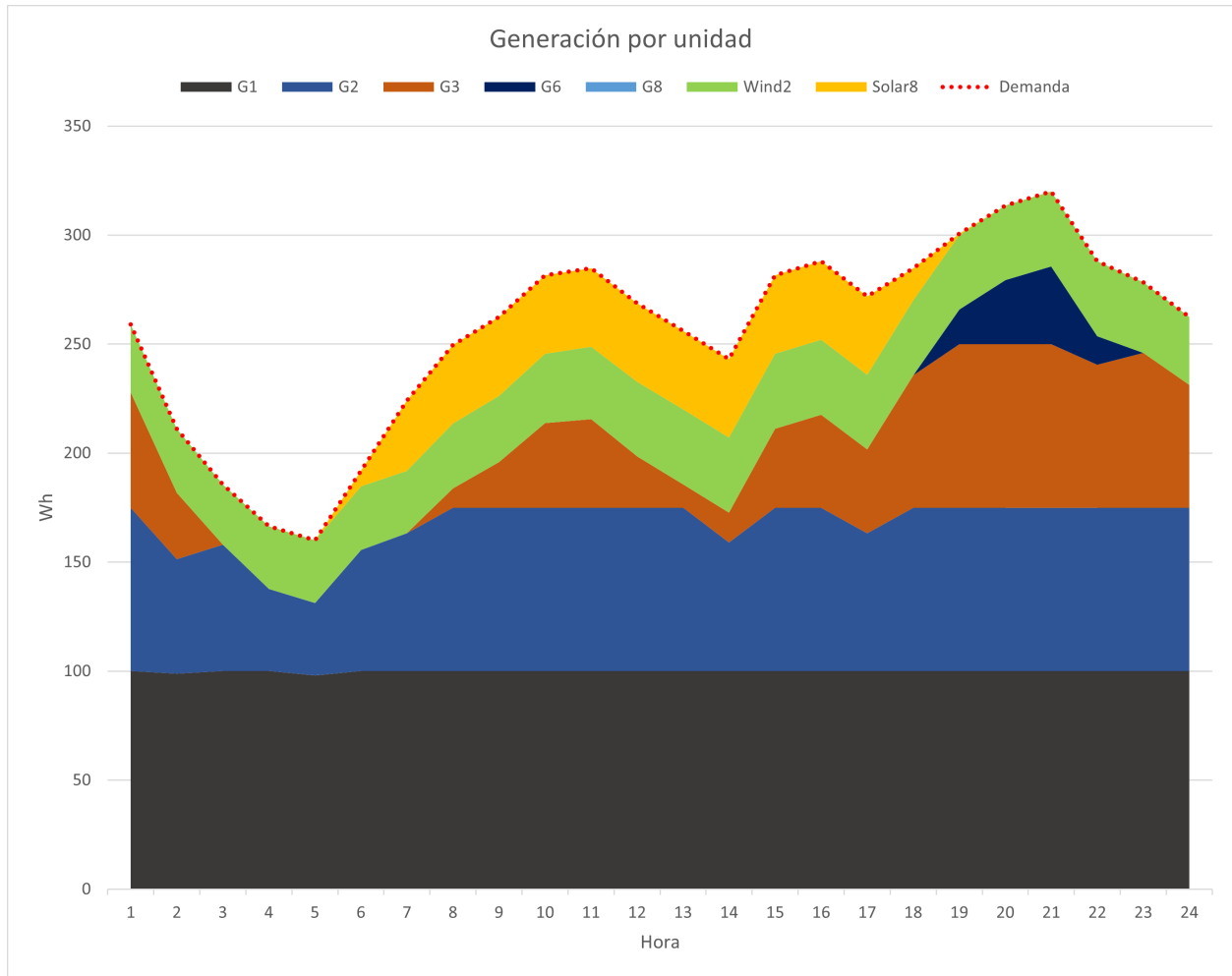


Figura 7: Generación por unidad sistema relajado (case014.xlsx).

1.5. Comparación entre sistema restringido y sistema relajado

Como se ha visto anteriormente, es menos costoso operar el sistema si no existen restricciones de tiempo mínimo de encendido y tiempo mínimo de apagado. Si bien es evidente que probablemente la función objetivo en cualquier problema de optimización va a disminuir al eliminar restricciones, se ahonda un poco más en el contexto energético.

Acorde a la entidad *21st Century Power Partnership* (Cochran, 2014) el incremento en el uso de generadores renovables no convencionales aumenta la necesidad de flexibilidad. Ilustra además en su reporte las significativas varianzas en cortos periodos de tiempo tanto de demanda como de recurso renovable. Explican que consecuencias de poca flexibilidad pueden ser dificultades para balancear el sistema, vertimiento de recurso renovable y volatilidad en los precios. A continuación se hace un análisis de cómo pueden ocurrir estas consecuencias a partir del ejemplo trabajado:

En el caso más restringido (sin eliminar las restricciones) se tiene al generador $G3$ encendido, sin embargo, como se ve en la figura 4 durante las horas 4 a 7 la banda gris, que justamente

representa la cantidad de energía que aporta, es muy delgada. En otras palabras, se tiene a esta unidad produciendo a su potencia mínima, pero lista para cubrir el aumento de demanda que ocurrirá con las primeras horas de luz.

Si bien el generador **G2** también aumenta su energía producida, probablemente las restricciones de rampa no permiten que esta unidad sola se preocupe de suplir toda la demanda.

Por lo tanto, es preferible aumentar un poco el costo manteniendo en despacho un generador más caro, para evitar no poder cumplir con la demanda y alterar la frecuencia del sistema, o en un caso peor, causar un *blackout*.

Como conclusión, es necesario invertir en la flexibilidades del sistema, es decir, en tener un sistema que esté listo para responder de forma rápida a las variaciones imprevistas tanto de demanda como de recurso renovable. De esta forma no solo se asegura tener un sistema robusto y estable, sino también es posible que la restricción de tiempos mínimos de estado encendido y de estado apagado sea irrelevante, pues el sistema tendrá otras formas de superar los obstáculos que impone la incertidumbre. Si se logra restar importancia a esta restricción, la inversión será un beneficio pues se reduciría el costo de operación tal como ocurre al relajar el problema de optimización.

1.6. Unit Commitment en Lumina 2085

El problema de optimización es resuelto con una tolerancia de 0.0001 y un gap de optimalidad del 0.0079 %. Se obtiene el siguiente costo total del sistema:

Costo Total (24 horas)	3,494,220.41 \$
-------------------------------	------------------------

Respecto al caso reducido de 7 generadores, ahora hay 16.29 veces más unidades que antes. Por su parte, los costos totales aumentan un total de 16.5 veces. Se puede hacer la conjetura de que los costos aumentan proporcionalmente conforme aumenta el número de unidades (siempre y cuando los costos de cada unidad nueva y la proporción por tecnología de los sistemas sean similares).

La visualización de los resultados puede ser un poco compleja debido a la gran cantidad de sistemas. No obstante, los resultados son agrupados para poder dar una mejor descripción de cómo opera el sistema

1.6.1. Costos del sistema

Se vuelve a hacer un desglose de los costos en aquellos de encendido, fijos y variables. La figura 8 muestra como este sistema actualizado ahora tiene mayores costos de encendidos y con mayor frecuencia.

En general, la forma de la curva de costos totales es similar al caso estudiado con menos generadores. No llama mucho la atención por el número de generadores solares, que aumenta solo desde un 14.2 % a 17.5 % del total de unidades. Sin embargo, si llama la atención que

mantenga la curva por el aumento de generadoresólicos, que aumenta desde un 14.2 % a un 35 %.

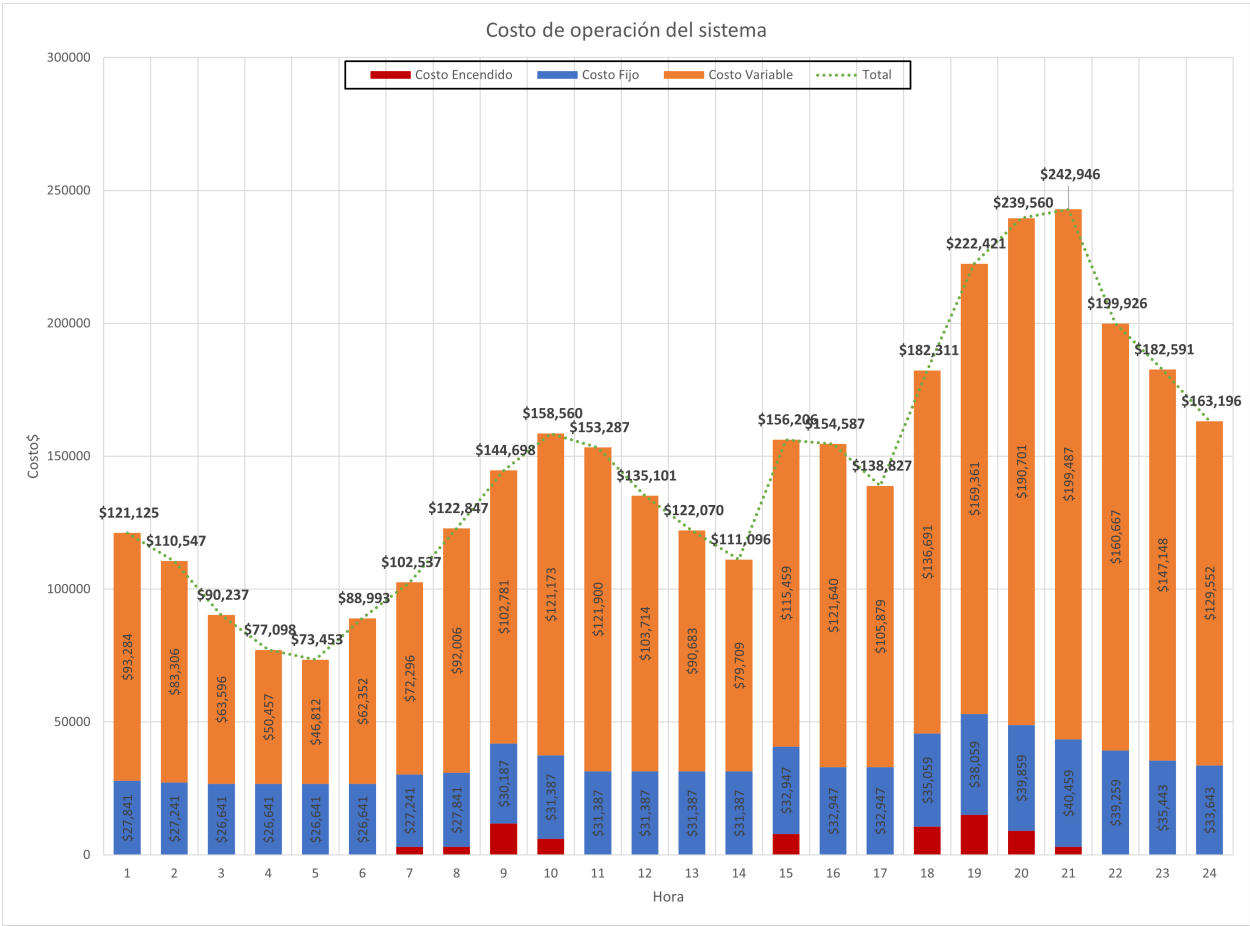


Figura 8: Costos de operación del sistema en 2025.

Hora	Costo Encendido	Costo Fijo	Costo Variable	Total
1	0	27841.2	93284.2726	121125.47
2	0	27241.2	83305.5966	110546.80
3	0	26641.2	63595.7713	90236.97
4	0	26641.2	50456.8243	77098.02
5	0	26641.2	46811.9267	73453.13
6	0	26641.2	62351.714	88992.91
7	3000	27241.2	72295.5261	102536.73
8	3000	27841.2	92005.6881	122846.89
9	11730	30187.2	102780.703	144697.90
10	6000	31387.2	121173.259	158560.46
11	0	31387.2	121899.548	153286.75
12	0	31387.2	103714.195	135101.39
13	0	31387.2	90682.8294	122070.03
14	0	31387.2	79709.2776	111096.48
15	7800	32947.2	115458.686	156205.89
16	0	32947.2	121639.994	154587.19
17	0	32947.2	105879.422	138826.62
18	10560	35059.2	136691.386	182310.59
19	15000	38059.2	169361.324	222420.52
20	9000	39859.2	190700.918	239560.12
21	3000	40459.2	199487.296	242946.50
22	0	39259.2	160667.133	199926.33
23	0	35443.2	147147.954	182591.15
24	0	33643.2	129552.363	163195.56

Cuadro 5: Costos de operación del sistema de Lumina en 2085.

1.6.2. Generación por categoría

Como se adelantó al inicio de la sección, para visualizar mejor la generación, las unidades son agrupadas según su tecnología: térmica, solar o eólica. En la figura 9 se aprecia que los generadores térmicos siguen siendo gran parte del sustento.

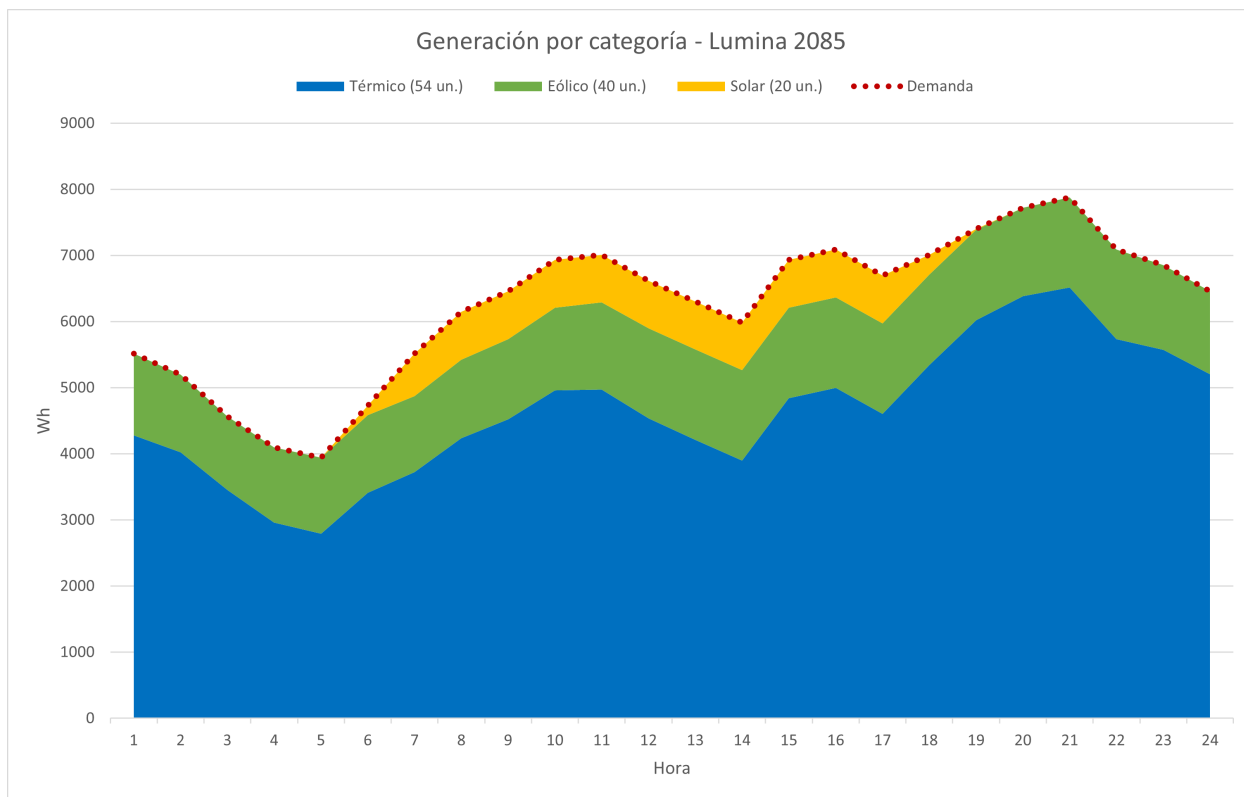


Figura 9: Generación por tecnología Lumina 2085

Tecnología	Unidades	Energía generada [GWh]	Porcentaje
Térmico	54	111.18	74.0 %
Eólico	40	30.65	20.4 %
Solar	20	8.32	5.6 %
Total	114	150.15	

Cuadro 6: Resumen de energía del día.

2. Problema 2: Caso estocástico

2.1. Pregunta a

En esta sección se considera a la generación renovable como estocástica. Para esto se calcula el pronóstico como $\xi_t = \chi_t + \epsilon_t$, donde χ_t es el valor del pronóstico original y ϵ_t el una instancia de una distribución normal con parámetros $N(0, \sigma_t)$, donde σ_t es un parámetro que depende del valor de ξ_t y t .

Se simulan 100 escenarios renovables para el sistema de 118 barras. A continuación se muestran los resultados de la simulación. En estos se mostrará el total sistémico de disponibilidad de recurso eólico, solar y eólico+solar, cada uno con el promedio y los intervalos de confianza del 90 % y 99 %.

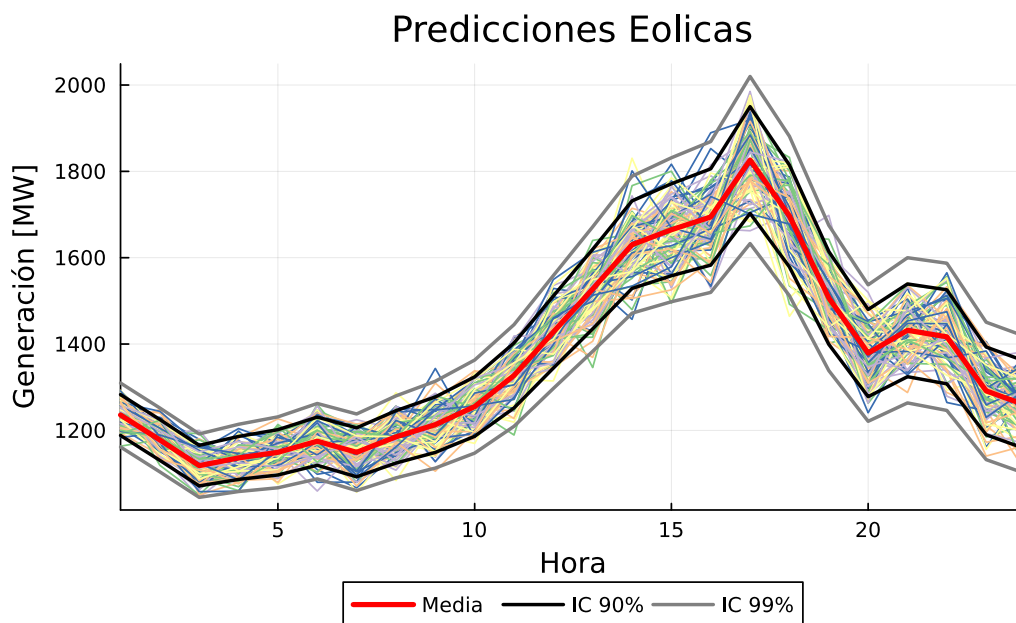


Figura 10: Caption

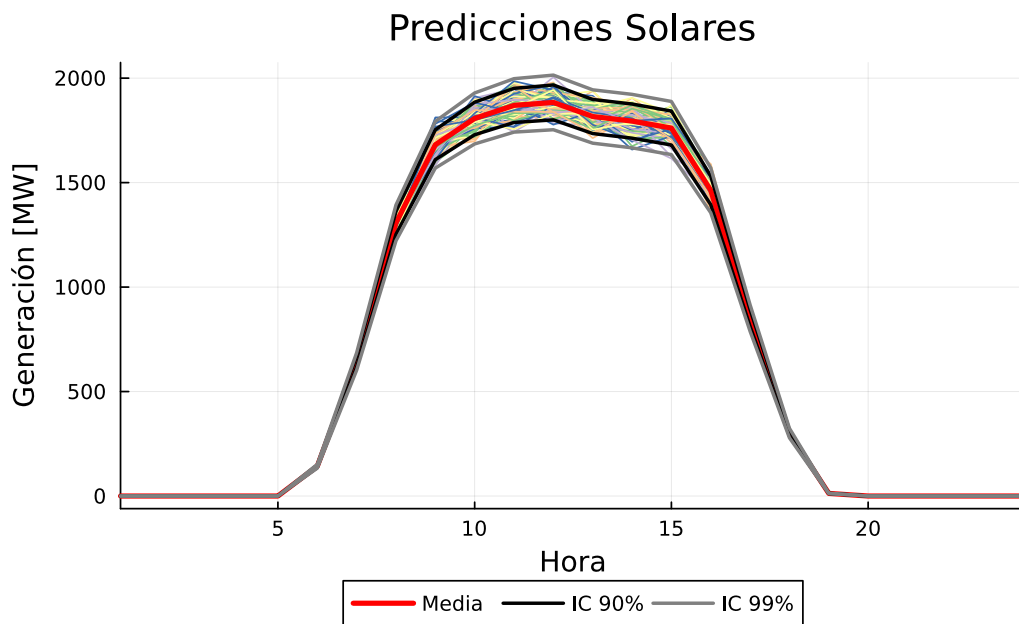


Figura 11: Caption

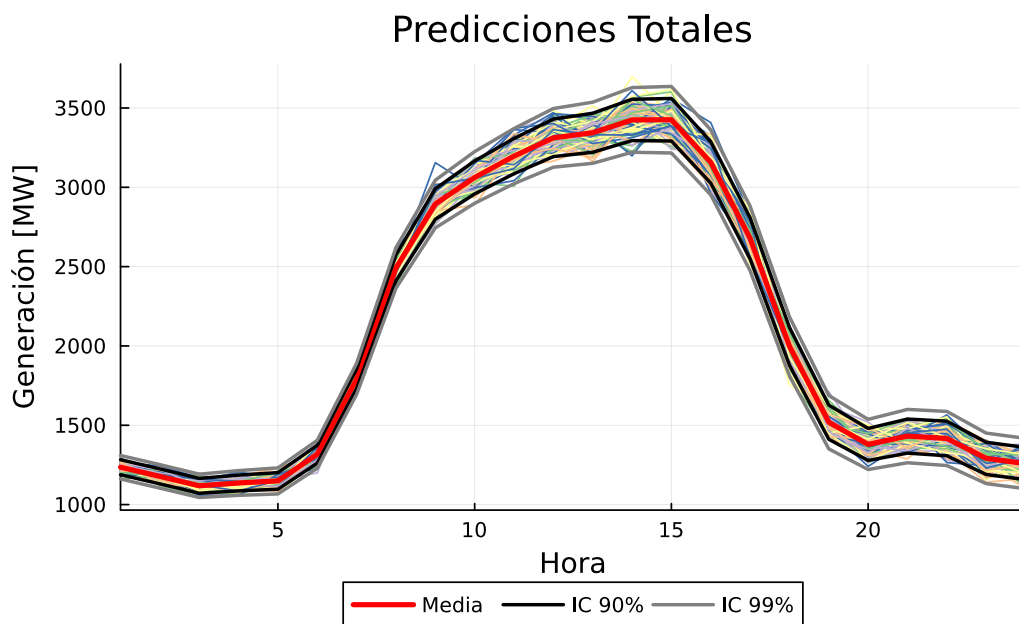


Figura 12: Caption

2.2. b

Se implementaron las siguientes restricciones de reserva:

$$\sum_T P_i^{Max} * w_{i,t} \geq \sum_N (D_{n,t}) + RES_t^+$$
$$\sum_T P_i^{Min} * w_{i,t} \leq \sum_N (D_{n,t}) - RES_t^-$$

Donde las reservas se calculan como:

$$RES_t^+ = IC_t^+ - \mu_t$$

$$RES_t^- = \mu_t - IC_t^-$$

Donde μ_t corresponde al promedio de las suma de pronósticos de todas las centrales renovables e IC corresponde a los valores del intervalo de confianza, ya sea el superior o el inferior.

2.3. c

Fijando los valores de $v_{i,t}$, $u_{i,t}$, y $w_{i,t}$ en base a los valores obtenidos de optimizar en la parte b) es posible simplificar el problema a uno de despacho económico. De esta manera se escribe un archivo julia que simula los 100 escenarios, e y devuelve el costo de operación promedio junto con la probabilidad de que el problema sea infactible. Es de esperarse que el modelo resulte infactible el 10 % de los casos para el caso de una reserva basada en el intervalo de confianza del 90 %, mientras que para el intervalo de confianza del 99 %, se espera un 1 %. Lamentablemente el archivo considera a los inputs 1 y 0 para las variables binarias como floats marcando error e infac.

3. Problema 3: Estado del arte en Unit Commitment

Se toman las siguientes 2 publicaciones de Du et al. (2019) y de Ahmadi, Esmaeel y Hredzak (2019) respectivamente:

Publicación	Año	Journal	Número de citas
Operation of a High Renewable Penetrated Power System With CSP Plants: A Look-Ahead Stochastic Unit Commitment Model	2019	IEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS Impact Factor: 6.6	113
Security-Constrained Unit Commitment in Presence of Lithium-Ion Battery Storage Units Using Information-Gap Decision Theory	2019	IEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS Impact Factor: 12.3	77

A partir de ellas se hace un breve análisis y síntesis de las ideas y conclusiones de los autores respectivos.

3.1. Alcance de las publicaciones

Como puede ser intuitivo por el título, *Operation of a High Renewable Penetrated Power System With CSP Plants: A Look-Ahead Stochastic Unit Commitment Model* abarca el Unit Commitment desde el punto de vista de las energías renovables no convencionales y su variabilidad en generación. Ante esta situación se propone el uso de plantas de concentración solar (CSP), de las cuales algunas son capaces de almacenar la radiación solar en forma de energía térmica (TES por *Thermal Energy Storage*). Se siguen 3 pasos: en primer lugar se realiza una programación *day-ahead*, luego una programación en tiempo real sujeta a las incertidumbres, y por último una nueva programación *day-ahead* para los días siguientes.

La segunda publicación *Security-Constrained Unit Commitment in Presence of Lithium-Ion Battery Storage Units Using Information-Gap Decision Theory* analiza también la operación desde el punto de flexibilidad. Para ello, amplía el modelo al llamado *security-constrained unit commitment* (SCUC) y utiliza baterías de Ion-Litio como sistemas de almacenamiento de energía. Además, analiza en su función objetivo los costos asociados al degradamiento de estas baterías.

3.2. Contexto del Unit Commitment

En la primera publicación el Unit Commitment se quiere utilizar en el contexto de la incertidumbre del recurso renovable. Es por esta misma razón que emplea el uso de plantas de concentración solar para agregar flexibilidad.

Para esto se utilizan simulaciones estocásticas para la generación no solo para la programación diaria (24 horas), sino para una programación anterior y posterior.

En el segundo caso, también el Unit Commitment es utilizado en un horizonte de 24 horas, pero se pone en la situación de ser un operador que corre el modelo un día antes, sino más bien se utiliza para tomar medidas de incertidumbre.

3.3. Área de profundización

Como se adelantó, la primera publicación tiene el interés de adentrarse en las plantas de generación solar y sus beneficios. Es de mencionar que a partir de la información disponible en Wikipedia ¹, la capacidad nominal a nivel mundial de esta tecnología se empezó a masificar a partir del año 2006. Se estudia el beneficio de agregar a estas plantas calentadores eléctricos, para tener un flujo de energía inverso. Esto debido a la incertidumbre de las tecnologías renovables.

La segunda publicación estudiada más allá de entregar más flexibilidad (como se busca lograr en la primera publicación), se quiere en específico lograr un sistema más seguro o robusto. El tema en que más profundiza son las incertidumbres a nivel general, es decir, no se centra solo en energías renovables no convencionales, sino también incertidumbres en la demanda y en los precios.

3.4. Modelo UC empleado

3.4.1. Plantas CSP

En las variables el modelo de Unit Commitment de la primera publicación son similares a las implementadas en la tarea actual. Estas incluyen: la decisión de encendido y de apagado, la reserva hacia arriba y hacia abajo y la generación de cada unidad. Además, agrega como variable el flujo de potencia por cada línea (en nuestro caso el flujo es dado por las ecuaciones aproximadas del flujo DC). Es de notar que elimina la variable binaria que indica si una unidad está encendida o apagada.

Por otro lado, la función objetivo es bastante más compleja. Si bien también tiene como meta minimizar el costo total de operación, agrega muchos otros costos adicionales. Además, divide la función en 3 costos: de la programación del día anterior, del despacho en línea, y de los días a venir en el futuro.

En el caso de las restricciones, se agregan aquellas referidas a las plantas CSP y a sus sistemas de almacenamiento térmico. Si bien el problema está dividido en 3 etapas, todas estas incluyen las restricciones ya estudiadas y aplicadas: equilibrio de generación, rampas, generación renovable sujeta a vertimiento y a la disponibilidad de recurso, orden de encendido o apagado, por nombrar algunas.

¹https://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated_solar_power

3.4.2. Security Constrained Unit Commitment

La función de costo incluye los mismos elementos que la función de costo utilizada en las primeras 2 partes. Sin embargo, se toma el costo de los generadores térmicos de forma más compleja y exacta, pues considera su función de costo como una curva lineal por partes. También se añade el costo de apagado de cada generador, y como se adelantó, se incluye un modelo que simula el degradamiento de la batería cuyo costo es incluido en la función objetivo.

Las restricciones también son similares. Se encuentran los límites de generación por unidad, tiempos mínimos en estado encendido y apagado y rampas. Se agregan restricciones que describen el comportamiento de las baterías de almacenamiento. Además, se agregan 2 variables binarias nuevas que indican si una batería se está cargando o descargando. Por último, al igual que en la primera publicación, también hay una variable extra que indica el flujo de potencia por cada línea.

Finalmente este problema se utiliza para resolver un problema de más alto nivel. Para ello utilizan el *information-gap decision theory* (IGDT) para agregar las incertidumbres como reemplazo de la optimización estocástica.

Se tiene un parámetro α que representa el horizonte de incertidumbre de un segundo parámetro ϕ que representa la misma incertidumbre. De esta forma, e involucrando estos 2 parámetros, se quiere maximizar el costo de operación, pero tomando como cota superior el valor predeterminado, es decir, el de correr el Unit Commitment como se haría comúnmente.

3.5. Principales resultados

3.5.1. Modelo con plantas CSP

La simulación del sistema con plantas CSP ejecuta un total de 6 casos distintos:

- Caso 1: caso base, con plantas CSP y almacenamiento térmico.
- Caso 2: Caso base sin pronóstico a los días siguientes.
- Caso 3: Se remueven las plantas de CSP.
- Caso 4 : Se reemplaza una porción de las plantas CSP por plantas fotovoltaicas.
- Caso 5: Se añaden calentadores eléctricos para generar calor a partir de electricidad.
- Caso 6: Las plantas de CSP son reemplazadas por otros sistemas de almacenamiento eléctrico (baterías).

En la figura 13 se ilustran los resultados más significativos extraídos directamente desde la publicación.

En general, agregar calentadores eléctrico (EH) es la medida que más disminuye el costo de operación. Por otro lado, reemplazar las plantas de concentración solar por sistemas de almacenamiento es la medida que más disminuye el vertimiento renovable.

Existe un pequeño *trade off* entre costo y vertimiento del caso 6. Si se toma en cuenta los altos costos de los casos 3 y 4, el caso 6 aparece como una opción viable.

Como también se puede analizar, el hecho de remover las plantas CSP no afecta mucho en el aprovechamiento del recurso renovable, mas si en el costo total.

	Overall Operating Cost (M\$)	Difference (M\$)	Renewable Curtailment (TWh)	Difference (TWh)
Case 1 (Base case)	65.72	0.0	1.08(11.7%)	0.0
Case 2 (no LA)	66.63	0.91	1.11(12.0%)	0.028
Case 3 (no CSP)	92.75	27.04	0.79(10.2%)	-0.282
Case 4 (PV)	88.06	22.34	1.85(19.9%)	0.772
Case 5 (with EH)	65.25	-0.47	0.86(9.24%)	-0.216
Case 6 (Storage)	74.37	8.65	0.36(4.69%)	-0.711

Figura 13: Resultados de Du et al. (2019).

3.5.2. Modelo de Security-Constrained Unit Commitment

El modelo propuesto es testado en 3 escenarios: uno con pocas barras, uno de mediana capacidad conocido como *uptadted IEEE Reliability Test System*, y finalmente en uno de gran número de barras, que por su descripción de 118 buses y 54 generadores térmicos, se sospecha que probablemente es el mismo sistema que se utiliza para los primeros 2 incisos del presente documento.

En general, el autor en sus resultados detalla como varía la forma en que opera el sistema dependiendo del parámetro de incertidumbre utilizado. En resumen, dependiendo del caso a simular se obtienen distintas tolerancias de incertidumbre, es decir, se genera un límite de tolerancia.

Para el sistema de 118 barras llama la atención que las baterías no son utilizadas, esto por el costo de degradación que implican. Si este costo es eliminado el valor objetivo disminuye en un 0.55 %.

3.6. Implicaciones prácticas y posibles beneficios

Respecto a la primera publicación, se destaca la implementación en el modelo el flujo inverso de energía para el almacenamiento térmico. Se desconoce si es el primer autor que emplea un modelo así (probablemente no), pero se considera una buena extensión.

En cuanto al tema de flexibilidad llama la atención una futura implementación con su análogo de almacenamiento de energía en forma de agua con centrales de bombeo.

En el caso de la segunda publicación se muestra como el Unit Commitment puede ser utilizado como un método de bajo nivel, para luego resolver un problema de maximización más general que abarque al primero.

Referencias

Ahmadi, A., Esmael, A. y Hredzak, B. (2019). Security-Constrained Unit Commitment in Presence of Lithium-Ion Battery Storage Units Using Information-Gap Decision Theory. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(1), 148-157.

Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., O'Malley, M., Mueller, S., Lannoye, E., Tuohy, A., Kujala, B., Sommer, M., Holttinen, H., Kiviluoma, J., & Soonee, S. K. Flexibility in 21st Century Power Systems. United States. <https://doi.org/10.2172/1130630>

Du, E., Zhang, N., Hodge, B., Wang, Q., Lu, Z., Kang C., Kroposki, B. y Xia, Q. (2019). Operation of a High Renewable Penetrated Power System With CSP Plants: A Look-Ahead Stochastic Unit Commitment Model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(1), 140-151.