



Pontificia Universidad Católica de Chile

Escuela de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Eléctrica

IEE3323 - OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA

Tarea 1

Despacho Económico Multinodal con BESS

Ignacio Barrientos M.

Aracelly Cid H.

Isaias Navarro Q.

Profesor: Samuel Córdova

Lunes 22 de Abril de 2024

Índice

1. Problema 1	1
1.1. Análisis y resultados	3
2. Problema 2: Caso de estudio 1	5
2.1. Modelo de Despacho Económico con Penalización por Demanda Insatisfecha	5
2.2. Análisis y resultados	6
3. Problema 3: Caso de estudio 2	10
3.1. Análisis y resultados	12
4. Problema 4	17
4.1. Penalización por emisiones de CO2 al modelo de optimización	17
4.2. Penalización de emisiones en Chile	17
4.3. Efectividad de impuestos verdes en Chile y posibles mejoras	18

Índice de tablas

1. Características técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía de baterías . .	10
2. Precios sombra por nodo y tiempo	12

Índice de figuras

1. Diagrama unilineal del sistema a modelar.	1
2. Precios sombra pregunta 1	3
3. Generación pregunta 1	3
4. Curvas Generación pregunta 1	3
5. Generación con restricción de rampa para pregunta 1	4
6. Precios sombra con restricción de rampa para pregunta 1	4
7. Potencias que generan cada uno de los generadores en cada uno de los periodos de tiempo.	6
8. Curvas de potencia generada en <i>MW</i> por cada generador en cada uno de los tiempos en la Situación 2.	7
9. Tabla de diferencia de potencia generada en <i>MW</i> por cada generador en cada uno de los tiempos entre la situación 1 y 2.	7
10. Curvas de diferencia de potencia generada en <i>MW</i> por cada generador en cada uno de los tiempos entre la situación 1 y 2.	8
11. Tabla sobre Demanda no cubierta en cada Nodo/Barra en cada uno de los periodos de tiempo.	8
12. Precios Sombra pregunta 2.	9
13. Grafico de precios sombra de los nodos	13
14. Generación y Flujo de baterías	13
15. Tabla 4: Potencia generadores	14
16. Tabla 5: Potencia de las Baterías	14
17. Tabla 6: Energía de las baterías	14

18.	Tabla 7: Diferencia Potencia generadores con la situación problema 1	14
19.	Curvas de diferencia de la potencia generada en MW por cada generador con la mo- delación BESS menos la situación problema 1.	15
20.	Tabla 8: Diferencia de Precios Sombra con respecto a la situación 1	15

1. Problema 1

Escriba rigurosamente un modelo matemático para optimizar el despacho eléctrico en el país Lumina para el marco horario pedido. Implemente el modelo en Julia y resuélvalo utilizando los solvers vistos en clases. Los datos de las centrales (capacidad, rampas, costos), valores de líneas y demandas se encuentran en sus respectivos archivos csv en la carpeta de la tarea. ¿Cuales son los costos y solución óptima obtenida en cada Nodo?

Dado que el sistema eléctrico del país imaginario Lumina posee 9 nodos, es posible utilizar el típico problema de despacho económico multinodal para gestionar la generación y distribución de electricidad de manera óptima. El objetivo es minimizar el costo total de producción eléctrica mientras se satisfacen las demandas en cada nodo durante varios periodos de tiempo, respetando las restricciones operativas de generadores y líneas de transmisión. El sistema se muestra a continuación:

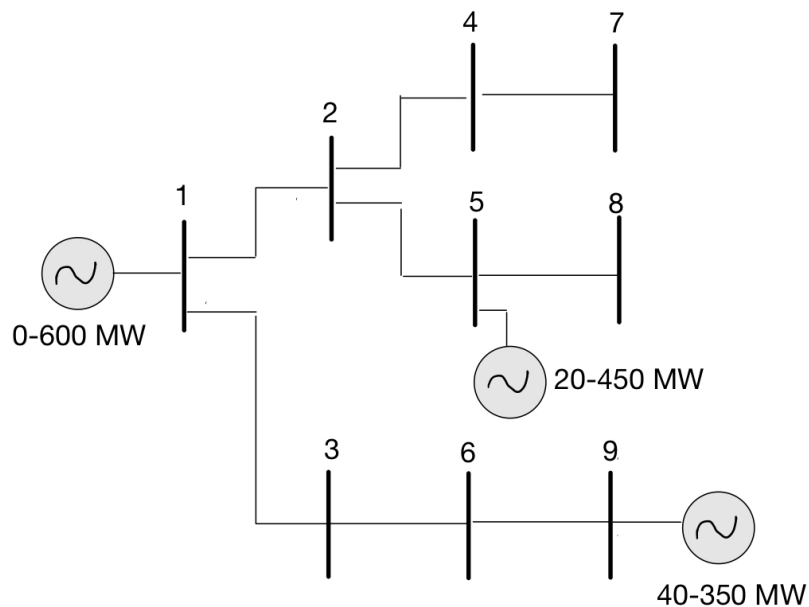


Figura 1: Diagrama unilineal del sistema a modelar.

De esta manera, fue posible modelar el problema cuyos parámetros y variables se definen a continuación:

Índices y Conjuntos

- N : Conjunto de barras, $N = \{1, 2, \dots, 9\}$.
- G : Conjunto de generadores, $G = \{1, 2, 3\}$.

- L : Conjunto de líneas, $L = \{1, 2, \dots, 8\}$, cada línea está caracterizada por un nodo de inicio y uno de término.
- T : Conjunto de períodos de tiempo, $T = \{1, 2, \dots, 6\}$.

Parámetros

- $demand_{n,t}$: Demanda del nodo n en el tiempo t , con $n \in N, t \in T$ (MW).
- $pot_g^{\min}, pot_g^{\max}$: Potencia mínima y máxima del generador g , con $g \in G$ (MW).
- gen_costg : Costo de generación por MWh del generador g , con $g \in G$ (\$/MWh).
- $rampg$: Rampa máxima del generador g , con $g \in G$ (MW).
- $line_maxl$: Capacidad máxima de la línea l , con $l \in L$ (MW).
- $b_susceptance_l$: Susceptancia de la línea l , con $l \in L$ (pu).
- $I_{n,l}, F_{n,l}$: nodos iniciales y finales de la línea l , con $n \in N$ y $l \in L$.

Variables de decisión

- $p_{g,t}$: Potencia generada por el generador g en el tiempo t (MW).
- $\theta_{n,t}$: Ángulo del voltaje en el nodo n en el tiempo t (grados).

Función objetivo

$$\min \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} gen_costg \cdot p_{g,t} \quad (1)$$

Restricciones

Satisfacción de la Demanda

Para cada nodo n y cada periodo t :

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} - \sum_{l \in L} b_susceptance_l \cdot (\theta_{ini(l),t} - \theta_{fin(l),t}) = demand_{n,t} - p_insatisfecha_{n,t}$$

Límites de Generación

Para cada generador g y cada periodo t :

$$pot_min_g \leq p_{g,t} \leq pot_max_g$$

Capacidad de Transmisión de las Líneas

Para cada línea l y cada periodo t :

$$b_susceptance_l \cdot (\theta_{ini(l),t} - \theta_{fin(l),t}) \leq b_susceptance_l \cdot line_maxl$$

1.1. Análisis y resultados

Una vez resuelto el problema anterior en Julia, se obtienen los siguientes resultados:

Precios sombra pregunta 1						
	Tiempo 1	Tiempo 2	Tiempo 3	Tiempo 4	Tiempo 5	Tiempo 6
Nodo 1	25	25	30	35	25	25
Nodo 2	25	25	30	35	30	25
Nodo 3	25	25	35	35	25	25
Nodo 4	25	25	30	35	30	25
Nodo 5	25	25	30	35	30	25
Nodo 6	25	25	35	35	25	25
Nodo 7	25	25	30	35	30	25
Nodo 8	25	25	30	35	30	25
Nodo 9	25	25	35	35	25	25

Figura 2: Precios sombra pregunta 1

Valor de la función objetivo problema 1:

\$106,350

Situación 1						
T	1	2	3	4	5	6
Pg1 [MW]	100	440	600	600	600	215
Pg2 [MW]	20	20	315	450	130	20
Pg3 [MW]	40	40	45	190	40	40
Generación Total [MW]	160	500	960	1240	770	275

Figura 3: Generación pregunta 1

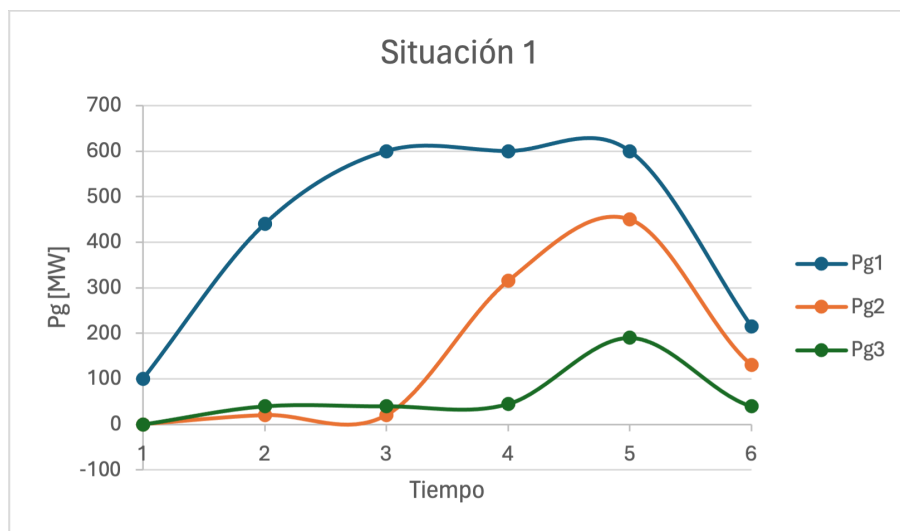


Figura 4: Curvas Generación pregunta 1

Es posible observar que el generador que más genera es el Generador 1 y que el generador 3 se mantiene funcionando en su mínimo en casi los 6 bloques de tiempo. Cabe destacar, que la demanda logra ser satisfecha en los bloques de tiempo analizados.

Por otro lado, la solución de la función fue de \$106,350, lo cual corresponde a el valor óptimo que se logra con la minimización de costos.

Finalmente, también se obtuvieron los valores para los precios sombra por cada generador y bloque horario, lo cual responde a la pregunta de la solución óptima en cada Nodo. Esto se puede observar en la Tabla 1.

Resultados con restricción de rampa

Adicional al análisis anterior, se muestra el resultado de resolver el problema con la restricción extra de rampa (con la finalidad de poder analizar este caso con la pregunta 3):

\$108,725

A partir de lo cual es posible notar que el valor del costo total de generación se elevó en \$2,375. Lo cual era de esperar, puesto que las restricciones de rampa agrega un grado de 'dificultad' para el modelo, puesto que considera la realidad de que los generadores no pueden activarse de manera instantánea, por lo que la demanda no se suple de manera automática, lo cual tiene un costo asociado.

También se muestran los resultados de generación de potencia de cada generador en cada tiempo:

Situación 1 (Con rampa)						
T	1	2	3	4	5	6
Pg1 [MW]	100	300	600	600	445	145
Pg2 [MW]	20	160	310	390	240	90
Pg3 [MW]	40	40	50	250	85	40
Generación Total [MW]	160	500	960	1240	770	275

Figura 5: Generación con restricción de rampa para pregunta 1

Precios sombra pregunta 1 (con rampa)						
	Tiempo 1	Tiempo 2	Tiempo 3	Tiempo 4	Tiempo 5	Tiempo 6
Nodo 1	25	25	35	35	35	15
Nodo 2	25	25	35	40	35	15
Nodo 3	25	25	35	35	35	15
Nodo 4	25	25	35	40	35	15
Nodo 5	25	25	35	40	35	15
Nodo 6	25	25	35	35	35	15
Nodo 7	25	25	35	40	35	15
Nodo 8	25	25	35	40	35	15
Nodo 9	25	25	35	35	35	15

Figura 6: Precios sombra con restricción de rampa para pregunta 1

2. Problema 2: Caso de estudio 1

Considere el escenario en donde la línea de generación 1-2 pierde capacidad de transmisión debido a un evento natural, quedando en 50MW. Usted como coordinador debe cobrar una multa por cada MW no proporcionado en cada hora de 30[\$/MWh] Reescriba el problema matemático de optimización e implémentelo en Julia, posteriormente responda la pregunta: ¿Cómo cambia el valor de la energía en cada nodo?

2.1. Modelo de Despacho Económico con Penalización por Demanda Insatisfecha

Para adaptar el modelo existente a las nuevas circunstancias, se ha introducido una nueva variable, denominada $p_{\text{insatisfecha},n,t}$. Esta variable se incorpora tanto en la función objetivo como en la restricción de satisfacción de la demanda. La inclusión de $p_{\text{insatisfecha},n,t}$ es necesaria, puesto que permite ajustar la demanda en respuesta a la reducción de capacidad en una línea de transmisión debido al evento analizado en este caso de estudio. Al restar esta potencia insatisfecha de la demanda total, el modelo puede mantenerse factible. Sin este ajuste, la igualdad entre la generación total y la demanda no podría cumplirse, llevando al modelo a una situación de infactibilidad.

Considerando lo anterior, el modelo de optimización para el despacho económico incluye los siguientes elementos:

Índices y Conjuntos

- G : conjunto de generadores.
- N : conjunto de nodos.
- T : conjunto de periodos de tiempo.
- L : conjunto de líneas de transmisión.

Parámetros

- $demand_{n,t}$: demanda en el nodo n en el tiempo t , ajustada por la potencia base.
- pot_{min_g} : potencia mínima del generador g , ajustada por la potencia base.
- pot_{max_g} : potencia máxima del generador g , ajustada por la potencia base.
- gen_{cost_g} : costo de generación por unidad de energía del generador g .
- $line_{max_l}$: capacidad máxima de la línea l , ajustada por la potencia base.
- $b_{susceptance_l}$: susceptancia de la línea l .

Variables de Decisión

- $p_{g,t} \geq 0$: potencia generada por el generador g en el tiempo t .
- $\theta_{n,t}$: ángulo de fase en el nodo n en el tiempo t .
- $p_{insatisfecha_{n,t}} \geq 0$: potencia insatisfecha en el nodo n en el tiempo t .

Función Objetivo

Minimizar el costo total de generación y las penalizaciones por demanda insatisfecha:

$$\min \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} gen_cost_g \cdot p_{g,t} + 30 \cdot \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} p_{insatisfecha_{n,t}}$$

Restricciones

Satisfacción de la Demanda

Para cada nodo n y cada periodo t :

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} - \sum_{l \in L} b_susceptance_l \cdot (\theta_{ini(l),t} - \theta_{fin(l),t}) = demand_{n,t} - p_{insatisfecha_{n,t}}$$

Límites de Generación

Para cada generador g y cada periodo t :

$$pot_min_g \leq p_{g,t} \leq pot_max_g$$

Capacidad de Transmisión de las Líneas

Para cada línea l y cada periodo t :

$$b_susceptance_l \cdot (\theta_{ini(l),t} - \theta_{fin(l),t}) \leq b_susceptance_l \cdot line_max_l$$

2.2. Análisis y resultados

Una vez resuelto el problema anterior en Julia, se obtienen los resultados de potencias generadas, precios sombra y demandas no cubiertas.

En primera instancia, a continuación, se presenta la tabla sobre las potencias generadas por cada uno de los generadores, en cada uno de los periodos:

Situación 2						
T	1	2	3	4	5	6
Pg1 [MW]	85	220	425	475	350	140
Pg2 [MW]	20	20	20	20	20	20
Pg3 [MW]	40	40	40	40	40	40
Generación Total [MW]	145	280	485	535	410	200

Figura 7: Potencias que generan cada uno de los generadores en cada uno de los periodos de tiempo.

Luego, se presenta un gráfico confeccionado a partir de la tabla anterior, con el fin de analizar de mejor manera la situación de generación en el tiempo:

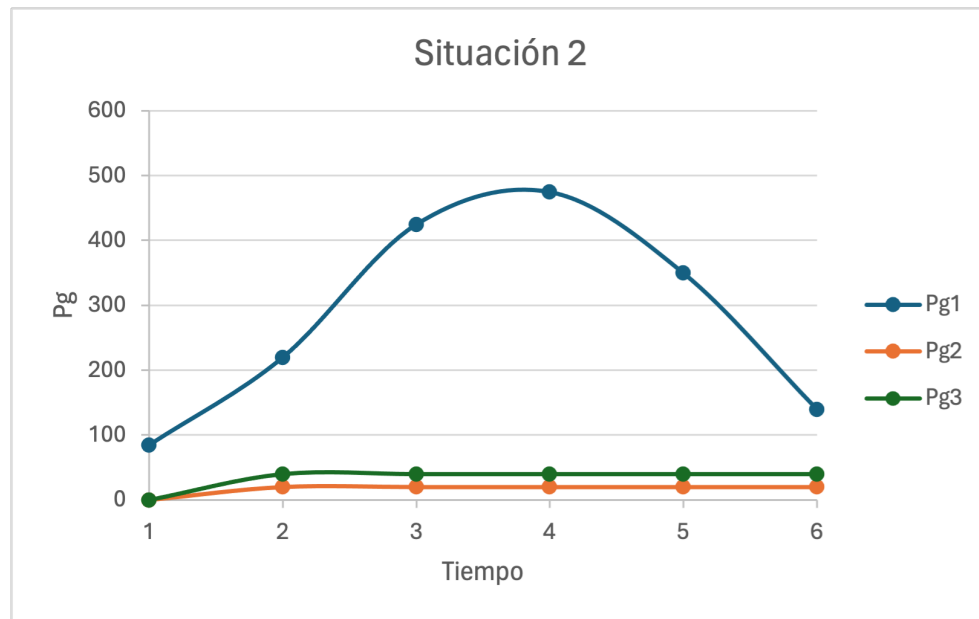


Figura 8: Curvas de potencia generada en MW por cada generador en cada uno de los tiempos en la Situación 2.

A partir de la tabla anterior, es posible notar que los generadores produjeron energía en sus límites permitidos, no obstante, es posible apreciar que no se logró cumplir la demanda total en cada uno de los periodos, lo cual estaba dentro de los escenarios posibles a ocurrir, debido a la situación de pérdida de capacidad de transmisión de la línea. Razón, por la cual, se consideran atinentes estos resultados obtenidos.

Por otro lado, también es posible analizar los resultados anteriores, respecto a la situación original del problema 1, el cual se llevó a cabo por medio de una tabla y posteriormente una gráfica.

Diferencia de Generación Situación 2 - Situación 1						
T	1	2	3	4	5	6
Pg1	-15	-220	-175	-125	-250	-75
Pg2	0	0	-295	-430	-110	0
Pg3	0	0	-5	-150	0	0
Total	-15	-220	-475	-705	-360	-75

Figura 9: Tabla de diferencia de potencia generada en MW por cada generador en cada uno de los tiempos entre la situación 1 y 2.

Lo anterior, se muestra de manera gráfica a continuación:

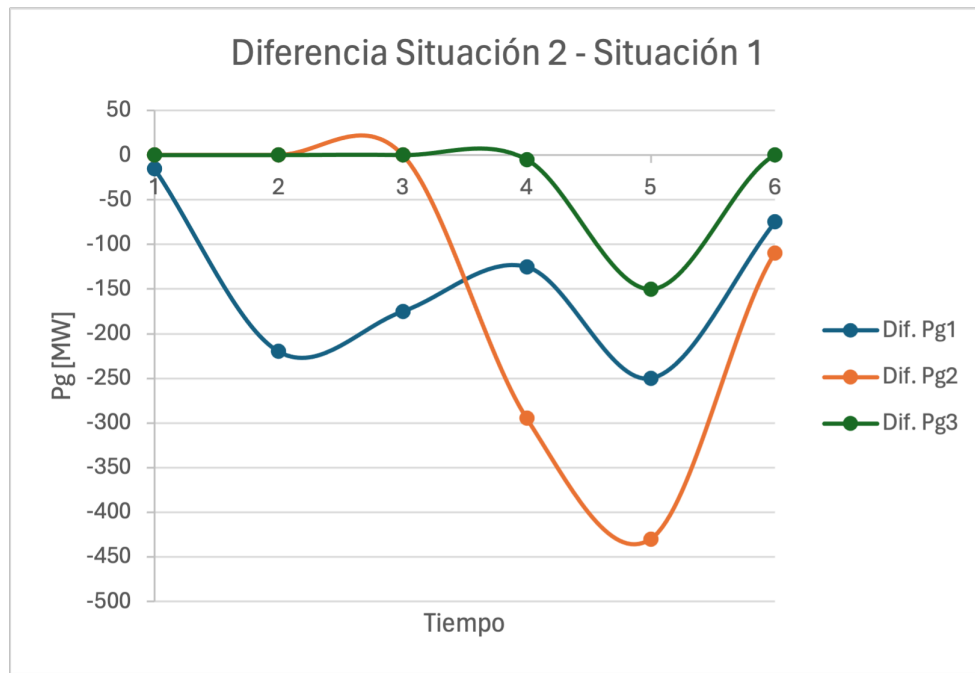


Figura 10: Curvas de diferencia de potencia generada en MW por cada generador en cada uno de los tiempos entre la situación 1 y 2.

A partir de lo cual, es posible notar que la diferencia de entre la situación original y este caso, aumenta de manera gradual hasta llegar a un peak en el periodo 5. Además, también es posible notar, que el generador que más dejó de producir energía fue el primero, luego el segundo y finalmente, el que menos distó de la situación original fue el generador 3.

Continuando con el análisis, es posible analizar la demanda no cubierta en cada uno de los Nodos/Barras en cada uno de los periodos, con el fin de llevar a cabo un estudio más acabado del caso. Para realizar esto se presenta la siguiente tabla:

Demanda No cubierta							
IdBar	t = 1 [MW]	t = 2 [MW]	t = 3 [MW]	t = 4 [MW]	t = 5 [MW]	t = 6 [MW]	Demanda Total No cubierta por nodo
1	0	0	0	0	0	0	0,000
2	0	10	154,09	184,09	50	0	398,182
3	0	0	0	0	0	0	0,000
4	0	50	40,91	60,91	90	15,95	257,764
5	0	50	85	135	90	14,05	374,054
6	0	0	0	0	0	0	0,000
7	0	60	100	130	70	30	390,000
8	5,41	50	90	110	60	15	330,405
9	9,59	0	5	85	0	0	99,595
Demanda Total No cubierta por periodo	15	220	475	705	360	75	

Figura 11: Tabla sobre Demanda no cubierta en cada Nodo/Barra en cada uno de los periodos de tiempo.

A partir de lo anterior, es posible notar que las Barras 1, 3 y 6 no se vieron perjudicadas respecto a la cobertura de la demanda. Mientras que el resto de las barras sí tuvieron un impacto en su demanda, en diferentes proporciones, siendo las barras 2, 5 y 7 las más afectadas.

Finalmente, respecto a un análisis financiero de la situación se muestra a continuación. Primero se presenta el valor del costo total de generación (valor función objetivo):

\$109,875

De lo cual es posible notar que aumentó el costo total de generación, en un monto de \$3,525, pese a que se generó menos cantidad de energía. Lo cual era de esperar, puesto que se buscó aplicar una multa debido a la no generación de energía, además, de que era necesario de que el monto total de costos sea fuese mayor que el caso original, ya que de esa manera cobra sentido la multa, ya que incentiva a los generadores a prevenir estas situaciones, para evitar un aumento de los costos.

Finalmente, se muestran los precios sombra de esta situación:

Precios sombra pregunta 2						
	Tiempo 1	Tiempo 2	Tiempo 3	Tiempo 4	Tiempo 5	Tiempo 6
Nodo 1	25	25	25	25	25	25
Nodo 2	30	30	30	30	30	30
Nodo 3	25	25	30	30	25	25
Nodo 4	30	30	30	30	30	30
Nodo 5	30	30	30	30	30	30
Nodo 6	25	25	30	30	25	25
Nodo 7	30	30	30	30	30	30
Nodo 8	30	30	30	30	30	30
Nodo 9	25	25	30	30	25	25

Figura 12: Precios Sombra pregunta 2.

En la tabla anterior, se aplicó un código de colores para poder identificar el cambio de los precios sombra respecto del caso base. En esta, se colocaron en amarillo las celdas que no cambiaron su valor, en verde en los cuales sus valores disminuyeron, y en rojo, los valores que aumentaron.

Considerando lo anterior, es posible notar que justamente en las barras en las cuales más se dejó de cumplir la demanda, fueron las barras que más se vieron afectadas respecto al aumento del precio.

3. Problema 3: Caso de estudio 2

Para este caso de estudio tendrá que considerar que el Gobierno de Lumina ha realizado una gran inversión con el fin de integrar un sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías y así ser capaces de almacenar energía en caso de ser necesario.

Las características técnicas de estas son las siguientes:

Tabla 1: Características técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía de baterías

IdBESS	Cap. [MW]	Horas [H]	Rend. [%]	E. Inicial [%]	E. Final [%]	BarConexión
1	50	3	90	50	50	3
2	80	3	85	50	50	6
3	60	3	95	50	50	9

Considerando este cambio en el sistema, reescriba el problema matemático de optimización e impleméntelo en Julia (los datos de este sistema de almacenamiento se encuentran en el archivo Bess.csv), posteriormente responda la pregunta: ¿Cómo cambia la decisión de generación y los costos correspondientes en cada nodo?

Modelo de Despacho Económico Multinodal con Almacenamiento de Energía en Baterías Bess

El modelo a continuación extiende el marco clásico de despacho económico desarrollado en la pregunta 1, al incorporar consideraciones de almacenamiento de energía, siguiendo la metodología y los enfoques establecidos por David Pozo, Javier Contreras y Enzo E. Sauma en su trabajo "Unit Commitment With Ideal and Generic Energy Storage Units". Este estudio amplía las capacidades de modelado tradicionales para abordar de manera más eficaz la integración y la operación de unidades de almacenamiento de energía en sistemas de potencia. Bajo este enfoque, se introducen al modelo clásico las variables específicas asociadas al almacenamiento en baterías $dp_{b,t}$ y $ds_{b,t}$ representando la potencia descargada y almacenada de las baterías, respectivamente, y $e_{b,t}$ representando el estado de carga de la batería en el tiempo t . Lo que permite representar la dinámica flexible de carga y descarga frente a la eficiencia de las baterías, así como la capacidad de gestionar los flujos de energía en respuesta a las variaciones de la demanda.

Variables

- $p_{g,t}$: Potencia generada por el generador g en el periodo t .
- $\theta_{n,t}$: Ángulo del voltaje en el nodo n en el periodo t .
- $e_{b,t}$: Energía almacenada en la batería b en el periodo t .
- $dp_{b,t}$: Potencia descargada de la batería b en el periodo t .
- $ds_{b,t}$: Potencia almacenada en la batería b en el periodo t .

Parámetros

- $D_{n,t}$: Demanda de potencia en el nodo n en el periodo t .
- $PotMin_g, PotMax_g$: Potencia mínima y máxima del generador g .
- C_g : Costo de generación del generador g .
- R_g : Rampa máxima de cambio de potencia permitida para el generador g .
- $F_{l,t}$: Capacidad máxima de la línea l en el periodo t .
- B_l : Susceptancia de la línea l .
- Cap_b : Capacidad máxima de la batería b .
- $Horas_b$: Capacidad horaria de la batería b .
- $Rend_b$: Rendimiento de la batería b .
- $E_{inicial_b}, E_{final_b}$: Energía inicial y final deseada en la batería b .

Función Objetivo

Minimizar el costo total de generación:

$$\text{Min} \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} C_g \cdot p_{g,t}$$

Restricciones

Satisfacción de la demanda

Para cada nodo n y cada periodo t :

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} + \sum_{b \in B} (dp_{b,t} - ds_{b,t}) - \sum_{l \in L} B_l (\theta_{ini(l),t} - \theta_{fin(l),t}) = D_{n,t}$$

Límites de generación

Para cada generador g y cada periodo t :

$$PotMin_g \leq p_{g,t} \leq PotMax_g$$

Restricciones de rampa

Para cada generador g y para $t > 1$:

$$-R_g \leq p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq R_g$$

Capacidad de las líneas de transmisión

Para cada línea l y cada periodo t :

$$B_l \cdot (\theta_{\text{ini}(l),t} - \theta_{\text{fin}(l),t}) \leq F_{l,t}$$

Operación de las baterías

Para cada batería b y cada periodo t :

$$e_{b,t} \leq \text{Horas}_b \cdot \text{Cap}_b$$

$$0 \leq dp_{b,t} \leq \text{Cap}_b$$

$$0 \leq ds_{b,t} \leq \text{Cap}_b$$

$$\text{si } t > 1 : e_{b,t} = e_{b,t-1} + ds_{b,t} \cdot \text{Rend}_b - dp_{b,t} / \text{Rend}_b$$

$$e_{b,1} = E_{\text{inicial}_b} \cdot \text{Cap}_b$$

$$e_{b,T} = E_{\text{final}_b} \cdot \text{Cap}_b$$

3.1. Análisis y resultados

En este análisis se aborda la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en un modelo de despacho económico multinodal. La comparación se establece entre dos escenarios: El escenario del problema 3 (Con integración BESS) y el otro, con el enfoque clásico de la situación 1 agregando las restricciones rampa. Este enfoque comparativo se selecciona deliberadamente para subrayar la flexibilidad operativa y los beneficios económicos que las baterías BESS pueden aportar al sistema eléctrico.

La inclusión de BESS permite evaluar el impacto que estas tienen en la dinámica de generación y en los precios del mercado de energía. A continuación, se discuten los hallazgos clave ilustrados en las figuras y tablas correspondientes al problema 3.

Tabla 2: Precios sombra por nodo y tiempo

Nodo / Tiempo	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Nodo 1	25.0	25.0	30.86	35.0	25.0	25.0
Nodo 2	25.0	25.0	35.0	40.0	25.0	25.0
Nodo 3	25.0	25.0	30.86	35.0	25.0	25.0
Nodo 4	25.0	25.0	35.0	40.0	25.0	25.0
Nodo 5	25.0	25.0	35.0	40.0	25.0	25.0
Nodo 6	25.0	25.0	30.86	35.0	25.0	25.0
Nodo 7	25.0	25.0	35.0	40.0	25.0	25.0
Nodo 8	25.0	25.0	35.0	40.0	25.0	25.0
Nodo 9	25.0	25.0	30.86	35.0	25.0	25.0

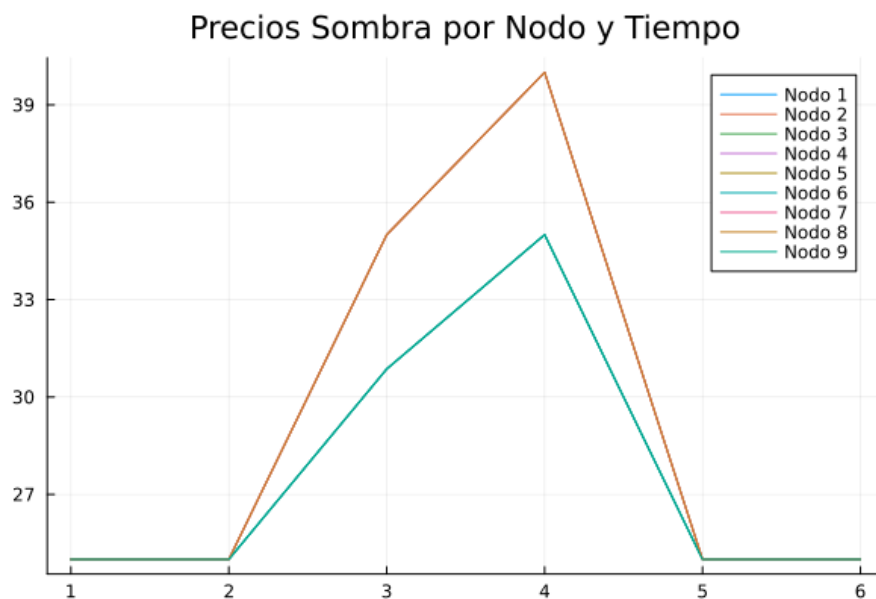


Figura 13: Grafico de precios sombra de los nodos

Valor de la función objetivo problema 3:

\$107,077

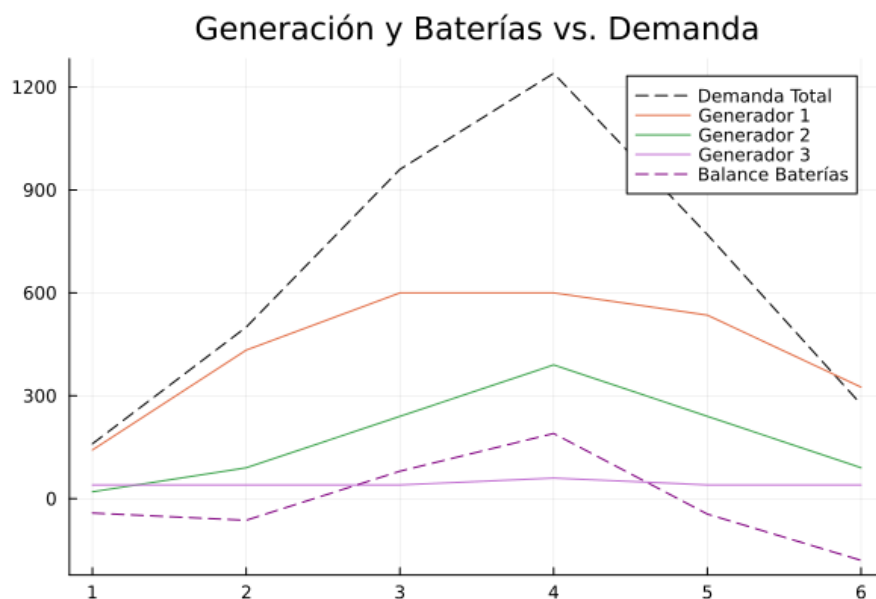


Figura 14: Generación y Flujo de baterías

La figura presenta una correlación entre la generación de los tres generadores y la demanda total, junto con la contribución de las baterías BESS. Es notable cómo las baterías demandan energía en periodos bajos o valles y ofrecen soporte durante los picos de demanda, destacando su rol en la estabilización de la red.

Problema 3 Potencia Generadores						
T	1	2	3	4	5	6
Pg1	142.02	433.09	600	600	535	325
Pg2	20	90	240	390	240	90
Pg3	40	40	40	60	40	40

Figura 15: Tabla 4: Potencia generadores

Problema 3 Potencia Baterías						
T	1	2	3	4	5	6
Bat1	0	-3.08	20	50	-33.33	-50
Bat2	-40.73	0	0	80	0	-70
Bat3	-60	60	60	-11.67	47	-60

Figura 16: Tabla 5: Potencia de las Baterías

Problema 3 Energía de Baterías						
T	1	2	3	4	5	6
Bat1	75	77.78	55.56	0	30	75
Bat2	154.61	154.61	154.61	60.5	60.5	120
Bat3	91.23	148.23	85.07	21.916	33	90

Figura 17: Tabla 6: Energía de las baterías

Las tablas 6 y 7 revelan que las baterías se cargan durante periodos de baja demanda y liberan energía cuando esta aumenta, particularmente durante los periodos 3 y 4.

La batería 3, la más eficiente, lidera en términos de carga y descarga, subrayando la importancia del rendimiento en la gestión de almacenamiento.

Problema 3 - Diferencia Situacion 1						
T	1	2	3	4	5	6
Pg1	42.02	133.087	0	0	90	180
Pg2	0	-70	-70	0	0	0
Pg3	0	0	-10	-190	-45	0

Figura 18: Tabla 7: Diferencia Potencia generadores con la situación problema 1

La comparativa muestra que en periodos de baja demanda, el generador más económico carga las baterías BESS (Generador 1), mientras que durante los picos de demanda, los generadores con costos más altos reducen su producción, confiando en las baterías para cumplir con la demanda y, así, optimizar los costos.

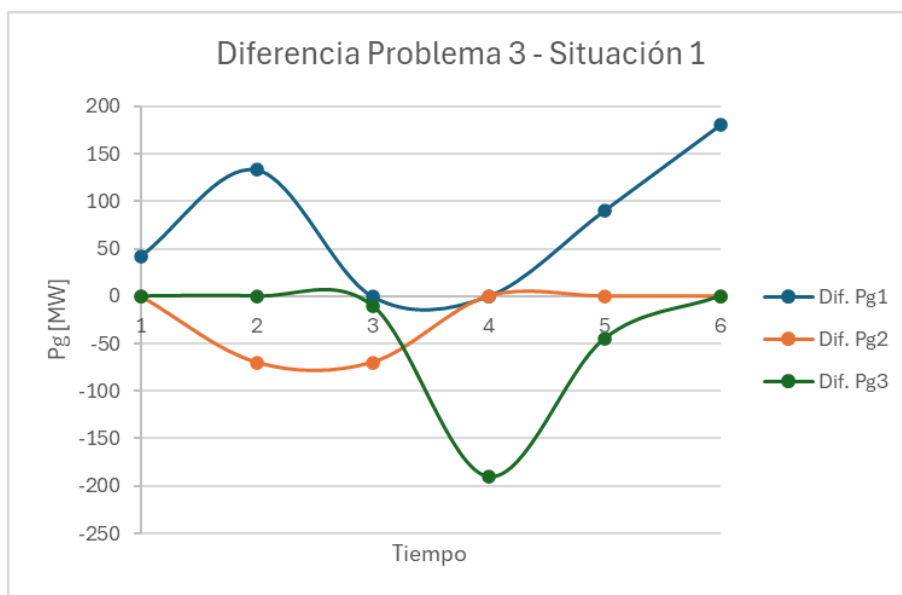


Figura 19: Curvas de diferencia de la potencia generada en MW por cada generador con la modelación BESS menos la situación problema 1.

Siguiendo con el mismo análisis de la tabla 7, Se muestra una mayor actividad del generador más barato en el problema 3 en comparación con la situación 1, mientras que los generadores más costosos disminuyen su participación, evidenciando una gestión más costo-eficiente.

Diferencia Precios sombra entre Situación 3 y Situación 1						
	Tiempo 1	Tiempo 2	Tiempo 3	Tiempo 4	Tiempo 5	Tiempo 6
Nodo 1	0	0	-4.14	0	-10	10
Nodo 2	0	0	0	0	-10	10
Nodo 3	0	0	-4.14	0	-10	10
Nodo 4	0	0	0	0	-10	10
Nodo 5	0	0	0	0	-10	10
Nodo 6	0	0	-4.14	0	-10	10
Nodo 7	0	0	0	0	-10	10
Nodo 8	0	0	0	0	-10	10
Nodo 9	0	0	-4.14	0	-10	10

Figura 20: Tabla 8: Diferencia de Precios Sombra con respecto a la situación 1

Analizando los precios sombra obtenidos en el problema 3 con respecto a la situación 1, se observa una disminución de los precios sombra en los nodos asociados a las baterías BESS (3, 6 y 9) y en el nodo del generador más activo, el cual tiene el menor coste de producción. Esta reducción en los precios sombra indica un sistema más eficiente y menos costoso, aunque las baterías ejercen presión en los últimos periodos para alcanzar sus objetivos de carga, lo que provoca una diferencia significativa en los precios nodales en los últimos periodos.

A modo de síntesis, la integración de baterías BESS demuestra ser una estrategia efectiva para añadir flexibilidad y eficiencia en la operación de sistemas de despacho económico multinodal. Al actuar como amortiguadores de las fluctuaciones de demanda, las baterías permiten una operación de generación más afinada y económica. Estos resultados sugieren que la presencia de BESS puede conducir a una operación óptima, con precios sombra reducidos y un mejor aprovechamiento de los

recursos de generación, tales como energías renovables cuyo costo de generación en ciertos escenarios es nulo, lo que confirma el valor de las baterías como activos esenciales para el futuro energético sostenible.

4. Problema 4

Por último, el Ministerio de Medioambiente en conjunto con el Ministerio de Energía de Lumina han puesto en marcha la política de penalización de emisiones de CO₂ para las centrales contaminantes. Considerando que el generador 3 es una central a Diésel, responda los siguiente:

4.1. Penalización por emisiones de CO₂ al modelo de optimización

¿Cómo cree que esta penalización se debería integrar al modelo de optimización ya realizado? (no es necesario que muestre el cambio en el modelo, solo que lo describa).

Para integrar la penalización de emisiones de CO₂ en este modelo de optimización, una buena estrategia podría ser añadir un término de coste adicional al coste operativo del generador Diésel (en este caso generador 3). Más específicamente, se podría agregar una variable que cuantifique la cantidad de emisiones de CO₂ y se multipliquen por el precio por tonelada de CO₂ emitida definido como parámetro. Éste último, sería definido por el Ministerio de Medioambiente y energía, y de esta manera el costo total de operación del generador Diésel se vería incrementado por sus emisiones, incentivando así la reducción del uso de fuentes de generación más contaminantes o el uso más eficiente de éstas. Ahora bien, se debe tener en cuenta que no se debe multar por las emisiones totales de generación, debe establecerse un límite que en caso de ser sobrepasado se cobre la multa, o sino estos generadores no podrían operar. Por ende, siguiendo con el modelo de optimización planteado y considerando lo anterior expuesto, sería posible añadir una restricción de generación según el tipo de generador, el cual es posible encontrarlo, por ejemplo, con una variable binaria que tome el valor de 1 si el generador es de Diesel y como cero en otro caso. Esta restricción de generación podría establecer un límite máximo y mínimo de generación por bloque horario en el cual no se superen las emisiones permitidas, por tanto al identificar el generador Diesel con la variable Binaria se debe preguntar si su respectiva generación por bloque no sobrepasa el límite permitido, si ésta lo sobrepasa, esa diferencia de generación se debe convertir a una cantidad específica de emisiones, es decir, cuantificar cuantas emisiones no permitidas se generaron por esta superación en generación permitida y multiplicar esa cantidad de emisiones por el factor de coste definidos anteriormente.

4.2. Penalización de emisiones en Chile

¿Existe algún tipo de penalización de emisiones en Chile? ¿Cómo funciona?.

Respecto a la penalización de emisiones en Chile, existe un mecanismo conocido como impuesto verde, el cual fue implementado en el año 2014 y se encuentra dirigido a las fuentes fijas, es decir, instalaciones como centrales termoeléctricas que emitan material particulado, óxidos de nitrógeno o dióxido de azufre, y también grava las emisiones de CO₂, según (García Bernal, N., 2018). El impuesto a las emisiones de CO₂ se aplica específicamente a las plantas termoeléctricas que queman combustibles fósiles, con un cargo de \$5 USD por tonelada de CO₂ emitida. Este impuesto busca incentivar la reducción de emisiones contaminantes y fomentar el uso de fuentes energéticas más limpias y renovable.

En Chile se han establecido tres tipos de impuestos verdes, los cuales se detallan a continuación, según la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile:

- A la primera venta de vehículos livianos (fuentes móviles), de acuerdo a su rendimiento urbano y sus emisiones de óxido de nitrógeno (NOx).
- A fuentes fijas y grava las emisiones a la atmósfera de los contaminantes locales NOx, material particulado (MP), y dióxido de azufre (SO2), que afectan directamente a las comunidades aledañas a los lugares donde estos se emiten.
- Impuesto directo a la emisión de dióxido de carbono (CO2), aplicado a las mismas fuentes fijas anteriores. Actualmente es equivalente a \$5USD.

Por otro lado, en la sección de Informes y estudios de la página del CNE, es posible encontrar los parámetros operacionales de cada una de las centrales, dentro de los cuales, se encuentran los informes de Mínimo Técnico por cada unidad generadora. Estos informes son muy importantes de considerar, ya que establecen el mínimo de generación que debe tener una unidad generadora para que respete el mínimo técnico de operación de la máquina y el mínimo técnico ambiental, ya que para generación mínima, algunas unidades de generación se vuelven más ineficientes para baja potencia, generando más emisiones de lo que sería a una potencia más alta. Por tanto, en estos informes es posible encontrar los límites de generación que deben ser respetados, ya que se encuentra normado.

4.3. Efectividad de impuestos verdes en Chile y posibles mejoras

Discuta sobre la efectividad de los impuestos verdes en nuestro país y como se podrían mejorar.

En cuanto a la efectividad de los impuestos verdes en Chile, hay evidencias mixtas. Por un lado, han incentivado algunas mejoras tecnológicas y cambios en los procesos productivos para reducir las emisiones y se ha logrado una recaudación de parte de estos impuestos para financiar otras iniciativas ambientales. Sin embargo, el impacto en la reducción real de emisiones de CO2 ha sido limitado y en ocasiones puede no ser eficiente debido a la ocurrencia de factores como evasión fiscal e impacto en la competitividad, es decir, la competitividad de las empresas puede verse afectada si estas cargas impositivas no se aplican de manera equilibrada en el contexto internacional.

De esta manera, para mejorar la efectividad de estos impuestos, se podrían considerar muchas estrategias como las que se señalan a continuación:

- **Aumentar la tasa del impuesto:** Un impuesto más alto podría ser un incentivo más fuerte para reducir las emisiones.
- **Ampliar la base del impuesto:** Incluir más sectores y no solamente las fuentes fijas podría generalizar el incentivo para reducir las emisiones en toda la economía.
- **Inversiones en tecnología verde:** Reinvertir los ingresos del impuesto en tecnologías limpias y renovables para acelerar la transición energética.
- **Regulaciones complementarias:** Combinar el impuesto con otras regulaciones, como límites más estrictos de emisiones o requisitos de eficiencia energética, para reforzar el impacto.

Referencias

- [1] García Bernal, N. (2018). Implementación del Impuesto Verde en Chile. Asesoría Técnica Parlamentaria. Recuperado de [Enlace](#).
- [2] Ministerio de Energía. (s. f.). Indicadores Ambientales Emisiones Locales Fuentes Fijas Adscritas a DS13/11 MMA Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. Recuperado de [Enlace](#).
- [3] Pozo, D., Contreras, J., & Sauma, E. E. (Año). Unit commitment with ideal and generic energy storage units. IEEE.
- [4] Marquinez, J. (2016). Resumen Optimización [PDF]. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [5] Lorca, A. (2023). Fundamentals of Convex Optimization [PDF]. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [6] M.O. Buygi, H. M. Shanechi, G. Balzer, M. Shahidehpour, “Transmission Planning Approaches in Restructured Power Systems”, in 2003 IEEE Power Tech Conference Proceedings, Bologna, Italy, June 2003; Vol. 2.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional. (2018, octubre 31). Informes de Mínimos Técnicos Unidades Generadoras. Recuperado de [Enlace](#).