



Pontificia Universidad Católica de Chile

Escuela de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Eléctrica

IEE3323 - OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA

Tarea 2

Unit Commitment with BESS

Ignacio Barrientos M.

Aracelly Cid H.

Isaias Navarro Q.

Profesor: Samuel Córdova

Lunes 27 de mayo de 2024

Índice

1. Problema 1: Unit Commitment	1
1.1. Modelo Matemático y programación de Unit Commitment	1
1.1.1. Modelo Matemático	1
1.1.2. Código implementado	4
1.2. Resolución del Problema para el Sistema Case014.xlsx	8
1.2.1. Tabla de costos	8
1.2.2. Tabla de estados ON/OFF - 1/0 de los generadores	8
1.2.3. Gráfica de generación	9
1.3. Resolución del Problema sin Restricciones de Tiempos Mínimos	9
1.4. Análisis de Resultados y Relevancia de la Flexibilidad	10
1.5. Resolución del Problema para el Sistema Case118.xlsx	11
1.5.1. Tabla de costos	11
1.5.2. Gráfica de generación	12
1.6. Conclusiones finales pregunta 1	12
2. Problema 2: Análisis de Incertidumbre Renovable	14
2.1. Simulación de Escenarios Monte Carlo	14
2.1.1. Función <code>simular_montecarlo</code>	14
2.1.2. Función <code>calcular_promedios_intervalos</code>	15
2.1.3. Función <code>graficar_resultado</code>	15
2.1.4. Análisis de Resultados	15
2.2. Definición de Requerimientos de Reserva	17
2.2.1. Restricciones de Reserva	18
2.2.2. Análisis de los Estados de los Generadores	19
2.3. Simulaciones de Despacho del Sistema	20
2.3.1. Conclusión General	21
3. Revisión Bibliográfica e Investigación	22

Índice de tablas

1. Tabla de costos Case014.	8
2. Tabla de estados ON/OFF de los generadores Case014.	8
3. Tabla de costos para Case118.	11
4. Desviación estándar porcentual a considerar para el cálculo de κ_t . Valores para horas intermedias (e.g., 2hr-ahead) pueden ser calculadas mediante interpolación lineal. . .	14

Índice de figuras

1. Código de Unit Commitment parte 1.	5
2. Código de Unit Commitment parte 2.	6
3. Código de Unit Commitment parte 3.	6
4. Código main.	7

5.	Perfil de generación para condiciones de Case014.	9
6.	Perfil de Generación Case118.	12
7.	Promedio de Generación Eólica y Intervalos de Confianza	16
8.	Promedio de Generación Solar y Intervalos de Confianza	16
9.	Promedio de Generación Total y Intervalos de Confianza	17
10.	Estado ON/OFF de los Generadores a lo Largo del Día con Intervalo 90	19
11.	Estado ON/OFF de los Generadores a lo Largo del Día con Intervalo 99	19

1. Problema 1: Unit Commitment

Una vez más, usted es el operador del sistema eléctrico en Isla del país imaginario Lumina. Sin embargo, estamos en el año 2085 y la isla se ha transformado en una gran metrópolis con un sistema eléctrico bastante complejo. Además, gracias a que se instauraron políticas ambientales, el sistema cuenta de una significativa adopción de energías renovables de tipo eólica y solar. Usted y su equipo de ingenieros saben que es importante que al operar el sistema eléctrico se balancee adecuadamente tanto aspectos económicos como de seguridad. Para esto, usted quiere llevar a cabo un estudio para comprender que tan preparado está el sistema para utilizar de forma efectiva la disponibilidad de energías renovables.

El equipo consolidó todos los datos del sistema actual en un archivo llamado “Case118.xlsx”. También consolidaron los datos de una versión muy antigua del sistema, cercana al año 2017, en un archivo llamado “Case014.xlsx”, cuando sólo había un parque eólico y un parque solar en la isla. Los ingenieros creen que le podría servir testear primero los métodos computacionales que desarrolle en esta versión del sistema, para chequear que tienen sentido antes de intentar trabajar con el sistema actual.

1.1. Modelo Matemático y programación de Unit Commitment

Escriba rigurosamente un modelo matemático de Unit Commitment, considerando lo visto en clases. Implemente el modelo en Julia/JuMP incluyendo restricciones de:

1. Tiempos mínimos de encendido y apagado
2. Mínimos y máximos técnicos
3. Rampas
4. Flujos de potencia con aproximación DC
5. Capacidades de flujo en las líneas

Además, muestre el código desarrollado.

1.1.1. Modelo Matemático

Para abordar el problema de Unit Commitment, consideramos el siguiente modelo matemático adaptado a las condiciones específicas del sistema eléctrico de la Isla Lumina:

Índices y Conjuntos

- $t \in T$: Conjunto de intervalos de tiempo (horarios).
- $g \in G$: Conjunto de generadores.
- $n \in N$: Conjunto de nodos.
- $(n, n') \in L$: Conjunto de líneas.

Parámetros

Generadores:

- $C_g(p_{g,t})$: Función de costo de generación (convexa o lineal por tramos) [USD/MWh].
- C_g^{nl} : Costo sin carga del generador g [USD/h].
- C_g^{up} : Costo de arranque del generador g [USD].
- C_g^{dn} : Costo de apagado del generador g [USD].
- P_g^{max} : Límite máximo de potencia del generador g [MW].
- P_g^{min} : Límite mínimo de potencia del generador g [MW].
- ΔP_g : Límite continuo de rampa del generador g [MW/h].
- R_g^{up} : Límite de rampa de arranque del generador g [MW/h].
- R_g^{dn} : Límite de rampa de apagado del generador g [MW/h].
- M_g^{up} : Tiempo mínimo de encendido del generador g [h].
- M_g^{dn} : Tiempo mínimo de apagado del generador g [h].

Red y Seguridad (Flujo de Potencia DC):

- $D_{n,t}$: Carga/demanda en el nodo n en el tiempo t [MW].
- $B_{n,n'}$: Susceptancia de línea entre los nodos n y n' [S].
- $F_{n,n'}^{max}$: Flujo máximo de línea entre los nodos n y n' [MW].

Condiciones Iniciales:

- P_g^0 : Potencia inicial del generador g .
- W_g^0 : Estado ON/OFF inicial del generador g .

Generadores Renovables:

- $\text{renewable_profile}_{g,t}$: Perfil de generación del generador renovable g en el tiempo t [MW].

Variables

- $p_{g,t}$: Nivel de potencia del generador g en el tiempo t .
- $u_{g,t}$: Variable binaria que enciende el generador g en el tiempo t .
- $v_{g,t}$: Variable binaria que apaga el generador g en el tiempo t .
- $w_{g,t}$: Variable binaria que indica el estado ON/OFF del generador g en el tiempo t .
- $\theta_{n,t}$: Ángulo de fase de voltaje en el nodo n y el tiempo t .

Función Objetivo

Minimizar los costos de operación:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} [C_g(p_{g,t}) + C_g^{ml} w_{g,t} + C_g^{up} u_{g,t} + C_g^{dn} v_{g,t}]$$

Restricciones

Balance de Potencia:

$$\sum_{g \in G(n)} p_{g,t} - \sum_{(n,n') \in L} B_{n,n'}(\theta_{n,t} - \theta_{n',t}) = D_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T$$

Límites de Flujo de Línea:

$$-F_{n,n'}^{max} \leq B_{n,n'}(\theta_{n,t} - \theta_{n',t}) \leq F_{n,n'}^{max} \quad \forall (n, n') \in L, t \in T$$

Límites de Generación:

$$P_g^{min} w_{g,t} \leq p_{g,t} \leq P_g^{max} w_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T$$

Para generadores renovables:

$$p_{g,t} = \text{renewable_profile}_{g,t} \quad \forall g \in \text{Renovables}, t \in T$$

Se agrega esta restricción, para asignar el perfil de generación a la variable de potencia generada de los generadores renovables.

Estados Binarios:

$$u_{g,t} - v_{g,t} = w_{g,t} - w_{g,t-1} \quad \forall g \in G, t \in T$$

Restricciones de Rampa:

$$\begin{aligned} p_{g,t} - p_{g,t-1} &\leq \Delta P_g + R_g^{up} u_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \\ -R_g^{dn} v_{g,t} - \Delta P_g &\leq p_{g,t} - p_{g,t-1} \quad \forall g \in G, t \in T \end{aligned}$$

Tiempo Mínimo de Encendido:

$$\sum_{k=t-M_g^{up}}^{t-1} w_{g,k} \geq M_g^{up} v_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T$$

Tiempo Mínimo de Apagado:

$$\sum_{k=t-M_g^{dn}}^{t-1} (1 - w_{g,k}) \geq M_g^{dn} u_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T$$

Generadores Renovables: Asegurar que las variables binarias reflejen el estado de los generadores renovables:

$$\begin{aligned} p_{g,t} &\leq M \cdot w_{g,t} \quad \forall g \in \text{Renovables}, t \in T \\ p_{g,t} &\geq 0 \quad \forall g \in \text{Renovables}, t \in T \end{aligned}$$

Cabe destacar que fue necesario agregar estas restricciones para asegura el funcionamiento adecuado del modelo, considerando que la cantidad de generación de los paneles solares no depende de la variable de decisión $p_{g,t}$ si no que de su perfil de generación y las limitaciones de generación respectivas.

Las siguientes restricciones no se incluyen en el modelo de esta pregunta, pero forman parte del modelo general:

Requerimientos de Reserva Giratoria (Seguridad):

$$\sum_{g \in G} P_g^{max} w_{g,t} \geq \sum_{n \in N} D_{n,t} + RES_t \quad \forall t \in T$$

Esta restricción será incluida en el modelo de la pregunta 2.

Unidades Obligatorias (Seguridad):

$$w_{g,t} = 1 \quad \forall g \in G' \subset G$$

Almacenamiento de Energía:

$$e_{b,t} = e_{b,t-1} - d_{b,t} \quad \forall b \in B, t \in T$$

$$0 \leq e_{b,t} \leq E_b, \quad -P_b \leq d_{b,t} \leq P_b \quad \forall b \in B, t \in T$$

+ Condiciones iniciales de E_b^0 .

1.1.2. Código implementado

Para la confección del código, se procuró mantener una estructura modular. Por ello, se crearon dos archivos: el primero, llamado `unit_commitment.jl`, el cual contiene la función que define el modelo matemático presentado en la sección anterior. El segundo archivo, `main.jl`, importa el código del modelo matemático, carga las bases de datos y las ingresa en el formato adecuado al modelo.

Además, procesa la información de salida del modelo para generar archivos Excel con los perfiles de ON/OFF de cada generador en cada intervalo de tiempo, los costos óptimos incurridos en el modelo, el perfil de generación horario de cada generador, y finalmente, una gráfica basada en este último perfil de generación. A continuación, se presenta el código:

Código unit_commitment.jl

```

1 using JuMP, CSV, DataFrames, Gurobi
2
3 function unit_commitment(buses_df::DataFrame, demand_df::DataFrame, generators_df::DataFrame, lines_df::DataFrame, renewable_df::DataFrame)
4
5     # Convertir las columnas relevantes a cadenas
6     generators_df.Bus = string.(generators_df.Bus)
7     lines_df.FromBus = string.(lines_df.FromBus)
8     lines_df.ToBus = string.(lines_df.ToBus)
9
10    # Potencia base de 100MVA
11    pot_base = 100
12    M = 1e6 # Una constante grande
13
14    # Conjunto de nodos, tiempos, generadores y líneas
15    N = 1:size(buses_df, 1) # Nodos
16    T = 1:size(demand_df, 2) - 1 # Periodos de tiempo (24 horas)
17    G = 1:size(generators_df, 1) # Generadores
18    L = 1:size(lines_df, 1) # Líneas de transmisión
19
20    # Inicializa el modelo de optimización
21    model = Model{Gurobi.Optimizer}
22    #set_optimizer_attribute(model, "MIPGap", 0.003) # Ajusta el gap a 0.3%
23
24    # Variables de decisión
25    @variable(model, p[g in G, t in T] >= 0) # Potencia generada por generador g en tiempo t
26    @variable(model, theta[n in N, t in T]) # Ángulo del voltaje en nodo n en tiempo t
27    @variable(model, u[g in G, t in T], Bin) # Variable binaria para encendido de generador g en tiempo t
28    @variable(model, v[g in G, t in T], Bin) # Variable binaria para apagado de generador g en tiempo t
29    @variable(model, w[g in G, t in T], Bin) # Variable binaria para estado ON/OFF de generador g en tiempo t
30
31    # Parámetros del modelo
32    demand = Dict{Int, Int} => demand_df[n, t+1]/pot_base for n in 1:size(demand_df, 1) for t in T
33    pot_min = Dict{Int, Int} => generators_df.Pmin[g]/pot_base for g in G
34    pot_max = Dict{Int, Int} => generators_df.Pmax[g]/pot_base for g in G
35    gen_cost = Dict{Int, Int} => generators_df.VariableCost[g] for g in G
36    fixed_cost = Dict{Int, Int} => generators_df.FixedCost[g] for g in G
37    startup_cost = Dict{Int, Int} => generators_df.StartUpCost[g] for g in G
38    ramp = Dict{Int, Int} => generators_df.Ramp[g]/pot_base for g in G
39    line_max = Dict{Int, Int} => lines_df.MaxFlow[l]/pot_base for l in L
40    b_susceptance = Dict{Int, Int} => 1/lines_df.Reactance[l] for l in L
41
42    # Identificar generadores renovables
43    renewable_generators = [generators_df.Generator[g] for g in G if occursin("Wind", generators_df.Generator[g]) || occursin("Solar", generators_df.Generator[g])]
44    renewable_profile = Dict{Int, Int} => renewable_df[renewable_df."Gen/Hour" .== g, t+1]/pot_base for g in renewable_generators for t in T
45    renewable_indices = Dict{Int, Int} => findfirst(x -> x == g, generators_df.Generator) for g in renewable_generators
46    is_renewable = Dict{Int, Int} => generators_df.Generator[g] in renewable_generators for g in G
47
48    # Ajustar el perfil de generación renovable para que esté dentro de los límites
49    for g in renewable_generators
50        idx = renewable_indices[g]
51        for t in T
52            if renewable_profile[g, t] < pot_min[idx]
53                renewable_profile[g, t] = pot_min[idx]
54            elseif renewable_profile[g, t] > pot_max[idx]
55                renewable_profile[g, t] = pot_max[idx]
56            end
57        end
58    end
59
60    # Función para convertir cadenas de Bus a enteros de manera segura
61    function safe_parse_bus(bus)
62        if bus == "missing"
63            return missing
64        else
65            return parse{Int, replace(bus, "Bus" => "")}
66        end
67    end

```

Figura 1: Código de Unit Commitment parte 1.


```

68 # Restricciones del modelo
69 # 1. Satisfacción de la demanda en cada nodo y tiempo
70 @constraint(model, [n in N, t in T],
71     sum(p[g, t] for g in G if safe_parse_bus(generators_df.Bus[g]) == n) -
72     sum(b_susceptance[l]*(theta[safe_parse_bus(lines_df.FromBus[l]), t] - theta[safe_parse_bus(lines_df.ToBus[l]), t]) for l in L if safe_parse_bus(lines_df.FromBus[l]) == n) -
73     sum(b_susceptance[l]*(theta[safe_parse_bus(lines_df.ToBus[l]), t] - theta[safe_parse_bus(lines_df.FromBus[l]), t]) for l in L if safe_parse_bus(lines_df.ToBus[l]) == n) == demand[n, t])
74
75 # 2. Límites de generación de cada generador (incluyendo renovables)
76 for g in G, t in T
77     if is_renewable[g]
78         renewable_gen = generators_df.Generator[g]
79         @constraint(model, p[g, t] == renewable_profile(renewable_gen, t))
80     else
81         @constraint(model, p[g, t] >= pot_min[g] + w[g, t])
82         @constraint(model, p[g, t] <= pot_max[g] + w[g, t])
83     end
84 end
85
86 # 3. Capacidad de las líneas de transmisión
87 for l in L, t in T
88     @constraint(model, -line_max[l] <= b_susceptance[l]*(theta[safe_parse_bus(lines_df.FromBus[l]), t] - theta[safe_parse_bus(lines_df.ToBus[l]), t]) <= line_max[l])
89 end
90
91 # 4. Restricciones de rampa (excluir para generadores solares y eólicos)
92 for g in G, t in 2:length(T)
93     if !is_renewable[g]
94         @constraint(model, p[g, t] - p[g, t-1] <= ramp[g])
95         @constraint(model, p[g, t-1] - p[g, t] <= ramp[g])
96     end
97 end
98
99 # 5. Fijar el ángulo del nodo slack (nodo 1) a 0 para todos los periodos
100 for t in T
101     @constraint(model, theta[1, t] == 0)
102 end
103
104 # 6. Relación entre encendido, apagado y estado para generadores no renovables
105 for g in G
106     if !is_renewable[g]
107         @constraint(model, w[g, 1] - 0 == u[g, 1] - v[g, 1])
108         for t in 2:length(T)
109             @constraint(model, w[g, t] - w[g, t-1] == u[g, t] - v[g, t])
110         end
111     end
112 end
113
114 # 7. Tiempo mínimo de encendido para generadores no renovables
115 for g in G
116     if !is_renewable[g]
117         min_up_time = generators_df.MinUP[g]
118         for t in min_up_time+1:length(T)
119             @constraint(model, sum(w[g, k] for k in t-min_up_time:t-1) >= min_up_time * v[g, t])
120         end
121     end
122 end
123
124 # 8. Tiempo mínimo de apagado para generadores no renovables
125 for g in G
126     if !is_renewable[g]
127         min_down_time = generators_df.MinDW[g]
128         for t in min_down_time+1:length(T)
129             @constraint(model, sum(1 - w[g, k] for k in t-min_down_time:t-1) >= min_down_time * u[g, t])
130         end
131     end
132 end
133
134 # Asegurarse de que las variables binarias reflejen el estado de los generadores renovables
135 for g in keys(renewable_indices)
136     idx = renewable_indices[g]
137     for t in T
138         @constraint(model, p[idx, t] <= M * w[idx, t])
139         @constraint(model, p[idx, t] >= 0 * w[idx, t]) # Asegura que w sea 1 si p > 0
140         @constraint(model, w[idx, t] <= 1) # Asegura que w no sea mayor que 1
141     end
142 end
143 end

```

Figura 2: Código de Unit Commitment parte 2.

```

144 # 9. Requisitos de reserva rodante
145 RES_t = 0.1 * sum(pot_max[g] for g in G) # Definir la reserva como el 10% de la capacidad máxima total
146 for t in T
147     @constraint(model, sum(pot_max[g] * w[g, t] for g in G) >= sum(demand[n, t] for n in N) + RES_t)
148 end
149
150 # # 10. Unidades Obligatorias
151
152 # # Identificar generadores obligatorios (suponiendo que los generadores de tipo 'Coal' son obligatorios)
153 # G_obligatory = [g for g in G if generators_df.Type[g] == "Coal"]
154
155 # for g in G_obligatory, t in T
156 #     @constraint(model, w[g, t] == 1)
157 # end
158
159 # Función objetivo: minimizar el costo total
160 @objective(model, Min, sum(gen_cost[g] * p[g, t] + fixed_cost[g] * w[g, t] + startup_cost[g] * u[g, t] for g in G for t in T))
161
162 # Resolver el modelo
163 optimize!(model)
164
165 return model, p, w, u, theta, gen_cost, fixed_cost, startup_cost, pot_base
166 end

```

Figura 3: Código de Unit Commitment parte 3.

Código main.jl

```

1 using JuMP, CSV, DataFrames, XLSX, Plots
2 include("unit_commitment_v2.jl")
3
4 function main()
5     # Carga los datos desde los archivos CSV
6     buses_df = CSV.read("Buses.csv", DataFrame)
7     demand_df = CSV.read("Demanda.csv", DataFrame)
8     generators_df = CSV.read("Generators.csv", DataFrame)
9     lines_df = CSV.read("Lines.csv", DataFrame)
10    renewable_df = CSV.read("Renewables.csv", DataFrame)
11
12    # Llamar a la función unit_commitment
13    model, p, w, u, theta, gen_cost, fixed_cost, startup_cost, pot_base = unit_commitment(buses_df, demand_df, generators_df, lines_df, renewable_df)
14
15    # Verificación de la solución
16    if termination_status(model) == MOI.OPTIMAL
17        # Imprimir el valor de la función objetivo y la solución
18        valor_objetivo = objective_value(model)
19        println("Valor de la función objetivo: ", valor_objetivo * pot_base)
20
21        # Costos desglosados
22        costo_startup = sum(value(u[g, t]) * startup_cost[g] for g in 1:length(generators_df.Generator) for t in 1:24) * pot_base
23        costo_no_load = sum(value(w[g, t]) * fixed_cost[g] for g in 1:length(generators_df.Generator) for t in 1:24) * pot_base
24        costo_variable = sum(value(p[g, t]) * gen_cost[g] for g in 1:length(generators_df.Generator) for t in 1:24) * pot_base
25        println("Costo de start-up: ", costo_startup)
26        println("Costo de no-load: ", costo_no_load)
27        println("Costo variable: ", costo_variable)
28
29        # Guardar los costos en un archivo Excel
30        costos_df = DataFrame{Variable=["Costo Total", "Costo de start-up", "Costo de no-load", "Costo variable"],
31                                     Value=[valor_objetivo * pot_base, costo_startup, costo_no_load, costo_variable]}
32        XLSX.openxlsx("costos_unit_commitment.xlsx", mode="w") do xf
33            XLSX.addsheet!(xf, "Costos")
34            XLSX.writetable!(xf["Costos"], Tables.columntable(costos_df))
35        end
36
37        # Extraer e imprimir la solución
38        solucion_potencia = Array{value.(p)} * pot_base
39        solucion_angulos = Array{value.(theta)}
40
41        # Crear el estado ON/OFF de cada generador en cada hora
42        estado_generadores = DataFrame{Generator=generators_df.Generator}
43        for t in 1:24
44            estado_generadores[:, Symbol("Hora_$(t)")] = [value(w[g, t]) for g in 1:length(generators_df.Generator)]
45        end
46        println("Estado ON/OFF de cada generador en cada hora:")
47        println(estado_generadores)
48
49        # Guardar el estado ON/OFF en un archivo Excel
50        XLSX.openxlsx("estado_generadores.xlsx", mode="w") do xf
51            XLSX.addsheet!(xf, "Estado_ON_OFF")
52            XLSX.writetable!(xf["Estado_ON_OFF"], Tables.columntable(estado_generadores))
53        end
54
55        # Crear el DataFrame de generación horaria de cada generador
56        generacion_df = DataFrame{Generator=generators_df.Generator}
57        for t in 1:24
58            generacion_df[:, Symbol("Hora_$(t)")] = [value(p[g, t]) * pot_base for g in 1:length(generators_df.Generator)]
59        end
60        println("Generación de cada generador en cada hora:")
61        println(generacion_df)
62
63        # Guardar la generación horaria en un archivo Excel
64        XLSX.openxlsx("generacion_por_hora.xlsx", mode="w") do xf
65            XLSX.addsheet!(xf, "Generación")
66            XLSX.writetable!(xf["Generación"], Tables.columntable(generacion_df))
67        end
68
69        # Gráfico de demanda total y generación de cada generador
70        demanda_total = [sum(demand_df[n, t+1] for n in 1:size(demand_df, 1)) for t in 1:24]
71        generaciones = [sum(value(p[g, t]) for g in 1:length(generators_df.Generator)) for t in 1:24]
72
73        plot(1:24, demanda_total, label="Demanda Total", xlabel="Hora", ylabel="Mw", title="Demanda Total y Generación por Hora", legend=:bottomright)
74        for g in 1:length(generators_df.Generator)
75            plot!(1:24, [value(p[g, t]) * pot_base for t in 1:24], label=string("Generador ", generators_df.Generator[g]))
76        end
77        savefig("generacion_demanda.png")
78    else
79        println("El modelo no tiene una solución óptima. Estado de terminación: ", termination_status(model))
80    end
81 end
82 main()

```

Figura 4: Código main.

1.2. Resolución del Problema para el Sistema Case014.xlsx

Resuelva el problema de Unit Commitment para el sistema Case014.xlsx incorporando los generadores renovables, y considerando un tiempo máximo de resolución de 1hr y un gap de optimalidad de 0.1 %. Muestre los siguientes resultados:

- Costo total óptimo de operación sobre el horizonte de tiempo completo, junto a un desglose en: costo asociado a los encendidos (start-up), costo asociado a mantener los generadores encendidos (no-load) y costos variables de generación.
- Una tabla mostrando el estado ON/OFF de cada generador en cada hora del horizonte de tiempo.
- Un gráfico mostrando la demanda total y el nivel de generación de cada generador a través del horizonte de tiempo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la implementación de Unit Commitment en la base de datos Case014.xlsx:

1.2.1. Tabla de costos

Variable	Valor
Costo Total	\$4.926.243
Costo de start-up	\$975.000
Costo de no-load	\$3.780.000
Costo variable	\$171.243

Tabla 1: Tabla de costos Case014.

1.2.2. Tabla de estados ON/OFF - 1/0 de los generadores

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

Tabla 2: Tabla de estados ON/OFF de los generadores Case014.

Cabe destacar que en esta tabla, '1' significa estado encendido del generador y '0' estado apagado.

1.2.3. Gráfica de generación

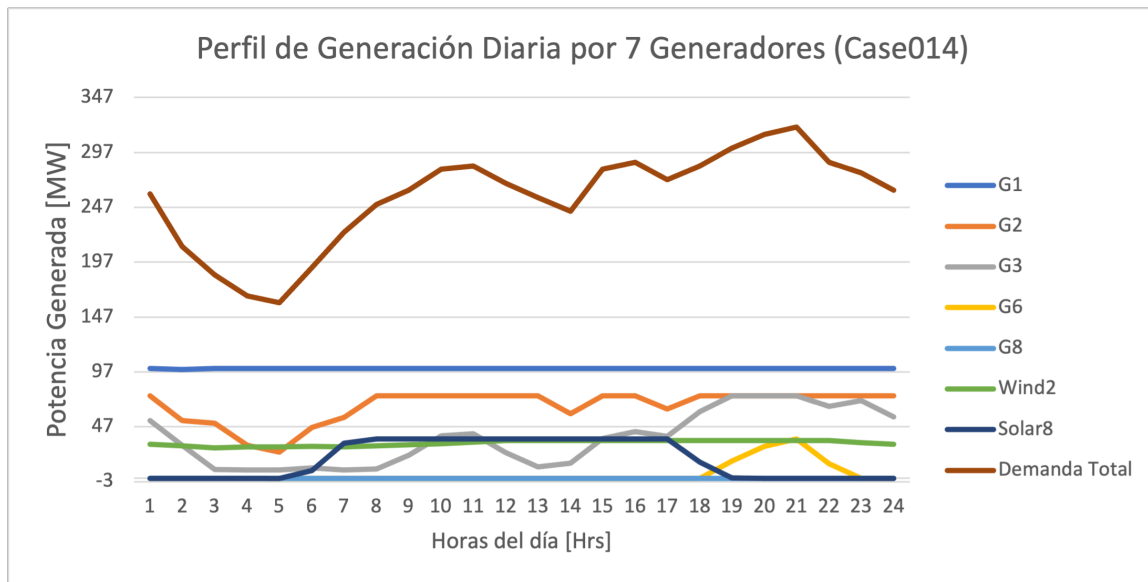


Figura 5: Perfil de generación para condiciones de Case014.

1.3. Resolución del Problema sin Restricciones de Tiempos Mínimos

Resuelva nuevamente el problema de Unit Commitment para el sistema en Case014.xlsx, pero esta vez ignorando todas las restricciones asociadas a los tiempos mínimos de encendido y apagado. Muestre los siguientes resultados:

- Costo total óptimo de operación sobre el horizonte de tiempo completo, junto a un desglose en: costo asociado a los encendidos (start-up), costo asociado a mantener los generadores encendidos (no-load) y costos variables de generación.
- Una tabla mostrando el estado ON/OFF de cada generador en cada hora del horizonte de tiempo.
- Un gráfico mostrando la demanda total y el nivel de generación de cada generador a través del horizonte de tiempo.

Al ejecutar el código sin las restricciones de tiempos mínimos, se obtuvieron los mismos resultados que con estas restricciones presentes. Ante esta situación, se decidió analizar la razón de estos resultados. Para ello, se evaluaron las restricciones activas y aquellas que no lo estaban, en el caso en el que las restricciones de tiempos mínimos estaban presentes. Este análisis reveló que las restricciones de tiempos mínimos sí se estaban activando, descartando la posibilidad de que los resultados se debieran a una falta de activación de estas restricciones.

Luego, se compararon los valores de las variables implicadas en las restricciones de tiempos mínimos, tanto con las restricciones presentes, como sin ellas. A partir de lo cual, se constató que en ambos casos, los valores de estas variables eran iguales. Debido a esto, se decidió realizar una última prueba adicional, variando los parámetros de tiempos mínimos en las bases de datos, para verificar

su efecto sobre las restricciones. Tras lo cual, esta prueba demostró que cambiar los parámetros de tiempos mínimos podía alterar los resultados, tanto en los costos, como en el perfil de activación temporal de los generadores y por tanto, en el perfil de generación de potencia.

En conclusión, se determinó que, en este caso particular, las restricciones de tiempos mínimos se cumplen de manera natural debido al efecto de otras restricciones. Por lo tanto, se verificó que, en este escenario específico, dichas restricciones son redundantes. No obstante, bajo otras condiciones de operación, con diferentes parámetros de tiempos mínimos, los resultados y el escenario podrían ser diferentes.

1.4. Análisis de Resultados y Relevancia de la Flexibilidad

Compare y analice los resultados obtenidos en las partes anteriores, y argumente sobre la relevancia de la flexibilidad en sistemas eléctricos modernos. Considere la publicación *Flexibility in 21st Century Power Systems* [5] en sus análisis.

Al analizar el documento "*Flexibility in 21st Century Power Systems*", se observa que éste resalta que la flexibilidad operativa es un requisito clave para los sistemas eléctricos modernos debido a la creciente integración de fuentes de energía renovable variable, como la energía eólica y solar. Estas fuentes tienen una naturaleza intermitente y difícil de predecir, lo que puede crear desequilibrios entre la oferta y la demanda (Cochran et al. (2014)). En el caso que se estudió anteriormente, la incorporación de generadores eólicos (*Wind2*) y solares (*Solar8*) introduce esta variabilidad e incertidumbre en el suministro de energía.

El documento enfatiza que un sistema eléctrico flexible puede responder rápidamente a estos cambios en la generación renovable, equilibrando la red y evitando recortes costosos de energía renovable. Esto es fundamental, ya que los recortes pueden degradar los ingresos de los proyectos renovables, afectar la confianza de los inversores y dificultar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones (Cochran et al. (2014)).

El modelo de Unit Commitment implementado desempeña un papel crucial en la planificación de la operación flexible del sistema. Al determinar la programación óptima de encendido/apagado de las unidades generadoras convencionales y renovables, así como sus niveles de generación, el modelo garantiza que la demanda variable pueda ser satisfecha de manera confiable y al menor costo posible.

Los resultados obtenidos, como la tabla de costos desglosados, la tabla de estados ON/OFF y el gráfico de generación, ilustran cómo el modelo coordina la operación de los diferentes tipos de generadores para cumplir con la demanda de manera eficiente. Por ejemplo, se puede observar que los generadores solares (*Solar8*) están programados para operar durante las horas de mayor radiación solar, mientras que las unidades convencionales (*G1*, *G2*, *G3*) operan de manera complementaria para suplir la demanda restante.

El documento también destaca la importancia de considerar las restricciones operativas, como los tiempos mínimos de encendido y apagado, en el modelo de Unit Commitment (Cochran et al. (2014)). Aunque en el caso específico estudiado, relajar estas restricciones no tuvo un impacto significativo, el documento enfatiza que en sistemas con diferentes características y parámetros operativos, estas

restricciones pueden tener un impacto sustancial en la operación óptima del sistema.

Además, el documento presenta varios marcos analíticos para evaluar y mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico, como los "gráficos de flexibilidad", *Flexibility Assessment Tool (FAST2)* e *Insufficient Ramping Resource Expectation (IRRE)*. Estas herramientas permiten a los operadores del sistema y a los responsables políticos comprender mejor las necesidades de flexibilidad y evaluar opciones para mejorarla, como cambios en las prácticas operativas, el diseño del mercado o la incorporación de tecnologías de almacenamiento y respuesta de la demanda (Cochran et al. (2014)).

El trabajo realizado, junto con el marco teórico proporcionado por el documento "Flexibility in 21st Century Power Systems", resalta la importancia fundamental de la flexibilidad operativa en los sistemas eléctricos modernos para facilitar la integración de fuentes de energía renovable variable. El modelo de Unit Commitment y otras herramientas de optimización son instrumentos clave para planificar y operar los sistemas eléctricos de manera flexible y confiable, minimizando los costos y cumpliendo con los objetivos de descarbonización.

Finalmente, Cochran et al. (2014) destacan que la flexibilidad es esencial no solo para la confiabilidad operativa, sino también para mejorar el clima de inversión, reducir los costos para los consumidores y disminuir las emisiones. Esto facilita la transformación hacia sistemas de energía del siglo XXI, haciendo que la flexibilidad se convierta en un componente crítico para el éxito y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos modernos.

1.5. Resolución del Problema para el Sistema Case118.xlsx

Resuelva el problema de Unit Commitment para el sistema Case118.xlsx incorporando los generadores renovables. ¿Cuál es el costo total óptimo de operación sobre el horizonte de tiempo completo? En caso de enfrentar problemas de tratabilidad computacional, puede aumentar el gap de optimalidad hasta un 1 %. Si el problema aun así demora más de 1 hr en resolver, presente los resultados obtenidos hasta ese entonces con el gap de optimalidad asociado.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la implementación de Unit Commitment en la base de datos Case118.xlsx:

1.5.1. Tabla de costos

Variable	Valor
Costo Total	\$96.008.729
Costo de start-up	\$19.629.600
Costo de no-load	\$73.176.480
Costo variable	\$3.202.649

Tabla 3: Tabla de costos para Case118.

1.5.2. Gráfica de generación

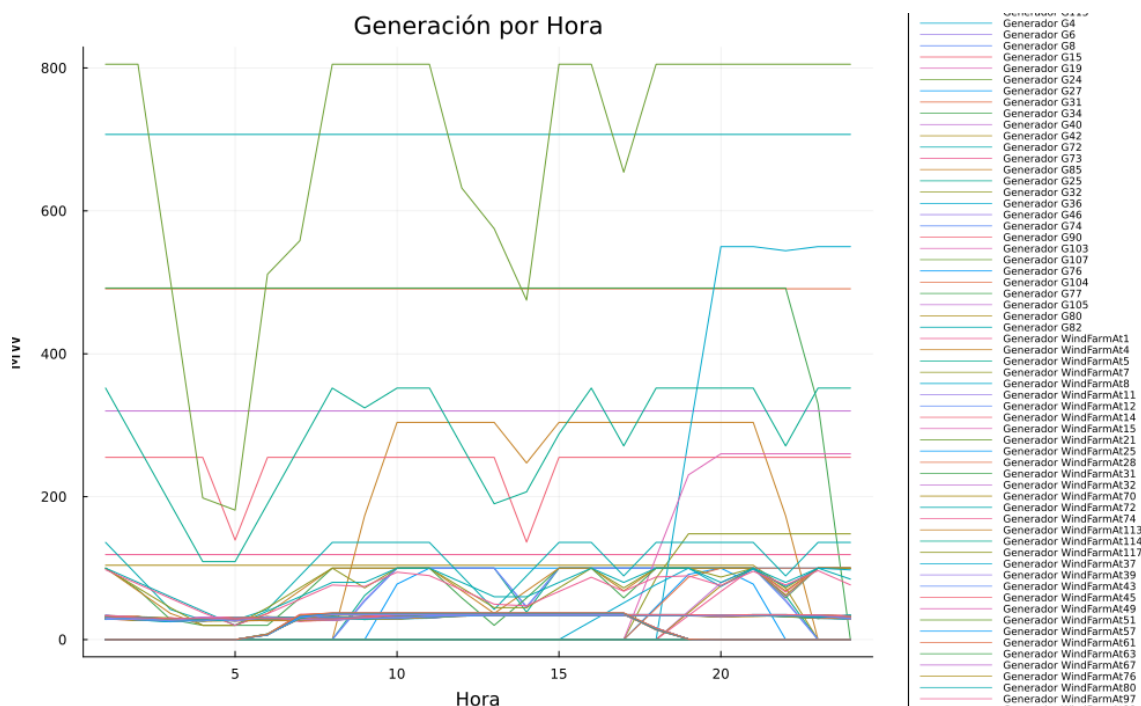


Figura 6: Perfil de Generación Case118.

Cabe destacar que en este caso, no se incluyó la demanda total en el gráfico para permitir una visualización clara de la información. Dado que el sistema cuenta con una gran cantidad de generadores, la demanda total tiene un orden de magnitud mucho mayor que la generación individual de cada uno de los generadores. Esto habría dificultado la visualización adecuada de los perfiles de generación del resto de los generadores. Además, se decidió no mostrar la tabla de ON/OFF de los generadores de este caso, debido a su gran extensión, no obstante, se adjunta en un archivo excel, con todos los resultados de esta pregunta.

1.6. Conclusiones finales pregunta 1

Al comparar los resultados obtenidos para los sistemas Case014 y Case118, se observa una serie de diferencias clave tanto en términos de costos como de perfiles de generación. Para el sistema Case014, con 14 nodos, los resultados fueron los siguientes: el costo total fue de \$4.926.243, desglosado en un costo de start-up de \$975.000, un costo de no-load de \$3.780.000 y un costo variable de \$171.243. En contraste, para el sistema Case118, con 118 nodos, los resultados mostraron costos significativamente mayores: el costo total fue de \$96.008.729, con un costo de start-up de \$19.629.600, un costo de no-load de \$73.176.480 y un costo variable de \$3.202.649.

En el caso de Case014, la gráfica de generación muestra cómo los generadores convencionales y renovables se coordinan para satisfacer la demanda de manera eficiente. En el caso de Case118, la gráfica de generación muestra una mayor complejidad debido al aumento en el número de generadores, pero sigue permitiendo observar cómo se distribuye la generación entre los diferentes generadores a lo largo del día.

La comparación de ambos casos revela varias conclusiones importantes. Primero, a medida que el sistema eléctrico se expande de 14 a 118 nodos, los costos totales de operación aumentan significativamente, reflejando la mayor complejidad y las mayores necesidades de coordinación en un sistema más grande. Segundo, la necesidad de flexibilidad se vuelve más crítica en sistemas más grandes y complejos. Por lo tanto, la capacidad para adaptarse rápidamente a cambios en la demanda y la oferta es esencial para mantener la eficiencia y la confiabilidad del sistema.

Además, el modelo de Unit Commitment y otras herramientas de optimización juegan un papel crucial en la planificación y operación de sistemas eléctricos complejos. Estas herramientas ayudan a minimizar costos y a garantizar que la demanda se satisfaga de manera confiable.

En resumen, la flexibilidad operativa y las herramientas de optimización son fundamentales para gestionar sistemas eléctricos modernos y complejos, facilitando la integración de energías renovables variables y asegurando un funcionamiento eficiente y confiable del sistema.

2. Problema 2: Análisis de Incertidumbre Renovable

Hasta ahora hemos considerado la generación renovable como determinista, es decir conocida para las siguientes horas; sin embargo, en la práctica los pronósticos de generación no son perfectos, resultando en la necesidad de considerar la incertidumbre asociada a estos. Para manejar la incertidumbre renovable, se propone el uso de técnicas de Monte Carlo, en la cual se consideran una serie de escenarios posibles de generación renovable para los cuales el sistema debe estar preparado.

Para la generación de escenarios Monte Carlo, considere que las posibles realizaciones de generación renovable ξ_t son resultado del pronóstico original χ_t sumado a un cierto error de pronóstico ϵ_t ; es decir $\xi_t = \chi_t + \epsilon_t$, donde t indica el tiempo. Asuma que el error de pronóstico sigue una distribución Normal de media cero y desviación estándar σ_t , la cual depende del tipo de fuente renovable (eólica o solar), horizonte de pronóstico, y valor del pronóstico original (error porcentual). En particular, considere que $\epsilon_t \sim N(0, \sigma_t)$, con $\sigma_t = \kappa_t \cdot \chi_t$ (ver Cuadro 1).

Fuente	1hr-ahead [%]	24hr-ahead [%]
Eólico	14.70	30.92
Solar	10.20	14.02

Tabla 4: Desviación estándar porcentual a considerar para el cálculo de κ_t . Valores para horas intermedias (e.g., 2hr-ahead) pueden ser calculadas mediante interpolación lineal.

2.1. Simulación de Escenarios Monte Carlo

Simule 100 escenarios Monte Carlo de generación renovable para las 24 hrs siguientes, asumiendo independencia estadística temporal y espacial, y truncando valores negativos a cero. Construya un gráfico mostrando las 100 trayectorias de generación renovable generadas, indicando valores esperados e intervalos de confianza del 90 % y 99 %.

La programación se realiza en Python para mayor simplicidad al momento de simular y crear archivos `.csv` con las 100 simulaciones, mediante el archivo "genplot.py". A continuación se describen las funciones principales empleadas y el procedimiento seguido para generar los escenarios y los intervalos de confianza.

2.1.1. Función `simular_montecarlo`

La función `simular_montecarlo` extrae los datos de la pestaña de datos de los generadores renovables `renewable.csv`. Esta función tiene como objetivo crear 100 `DataFrame` correspondientes a cada escenario según el cálculo especificado en el enunciado. Estos `DataFrame` tienen como objetivo tener el mismo formato que el `DataFrame` original de las potencias de los generadores renovables. La elección de la distribución del escenario se realiza de manera aleatoria mediante la función `np.random.normal()`, que elige un valor al azar de la distribución normal con media igual a 0 y con desviación estándar calculada por enunciado. Dado que por enunciado la desviación aumenta mediante la interpolación lineal a 24 horas, se debe esperar que el pronóstico se disperse en mayor medida en las últimas horas de generación.

2.1.2. Función `calcular_promedios_intervalos`

Una vez calculados los escenarios, se utiliza la función `calcular_promedios_intervalos()` para procesar la lista de `DataFrame` creados con la función anterior. Esta función calcula el promedio y los intervalos de confianza mediante la ecuación de T-Student para el 90 % y el 99 %. Las ecuaciones para los intervalos de confianza se expresan como sigue:

$$IC_{90} = \bar{X} \pm t_{0,05,n-1} \cdot s \quad (1)$$

$$IC_{99} = \bar{X} \pm t_{0,005,n-1} \cdot s \quad (2)$$

Donde:

- \bar{X} es el promedio de la muestra.
- $t_{0,05,n-1}$ y $t_{0,005,n-1}$ son los valores críticos de la distribución t-Student para un nivel de confianza del 90 % y 99 %, respectivamente.
- s es la desviación estándar de la muestra.
- n es el tamaño de la muestra.

Nota: Posteriormente se modificó el enunciado y anunciaron el cálculo de los intervalos de confianza mediante la fórmula:

$$IC_{90t} = \rho_{90} \cdot s \quad (3)$$

$$IC_{99t} = \rho_{99} \cdot s \quad (4)$$

Con ρ_{90} y ρ_{99} igual a 1,645 y 2,575 respectivamente. Sin embargo, dado que estos valores se obtienen bajo el mismo análisis de evaluación de valores críticos en la distribución de t-Student se obtuvieron los mismos valores.

2.1.3. Función `graficar_resultado`

Posteriormente, estas medidas se guardan y se procesan para graficar en la función `graficar_resultado()`. Finalmente, se almacenan los datos notables como los intervalos de confianza y promedio en `DataFrame` dentro de una carpeta con todas las generaciones de los 100 escenarios posibles, y se guardan en la carpeta `simulation`.

2.1.4. Análisis de Resultados

A continuación, se presentan y analizan los gráficos resultantes de la simulación Monte Carlo, mostrando las trayectorias de generación para los distintos tipos de energía renovable.

Generación Eólica

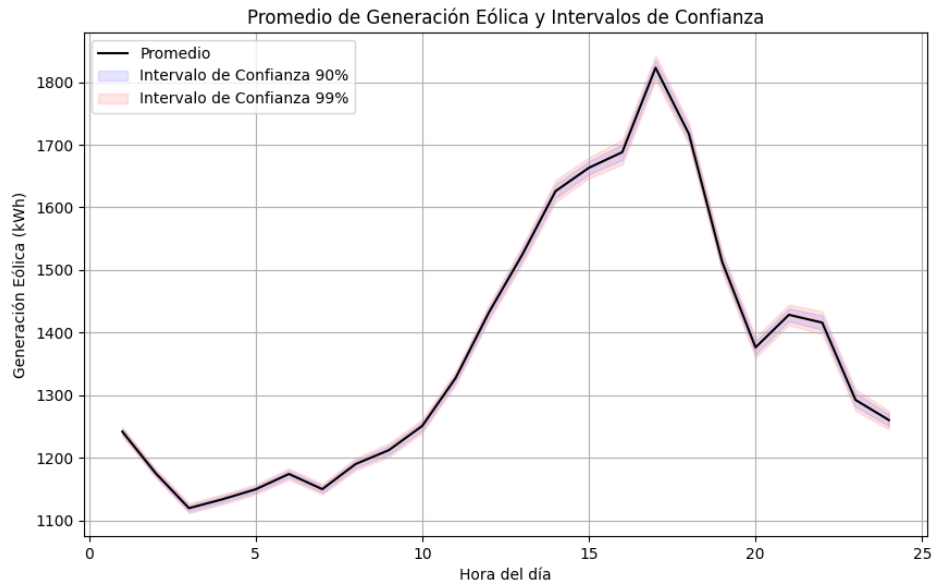


Figura 7: Promedio de Generación Eólica y Intervalos de Confianza

El gráfico de la Figura 7 muestra el promedio de generación eólica a lo largo de las 24 horas del día, junto con los intervalos de confianza del 90 % y 99 %. Se observa un aumento gradual de la generación eólica durante el día, alcanzando un pico alrededor de las 15:00 horas. La variabilidad es mayor en las horas del mediodía, lo cual es reflejado por los intervalos de confianza más amplios en este periodo. Dada la formula de desviación depende de que tan grande es el parámetro κ_t y X_t .

Generación Solar

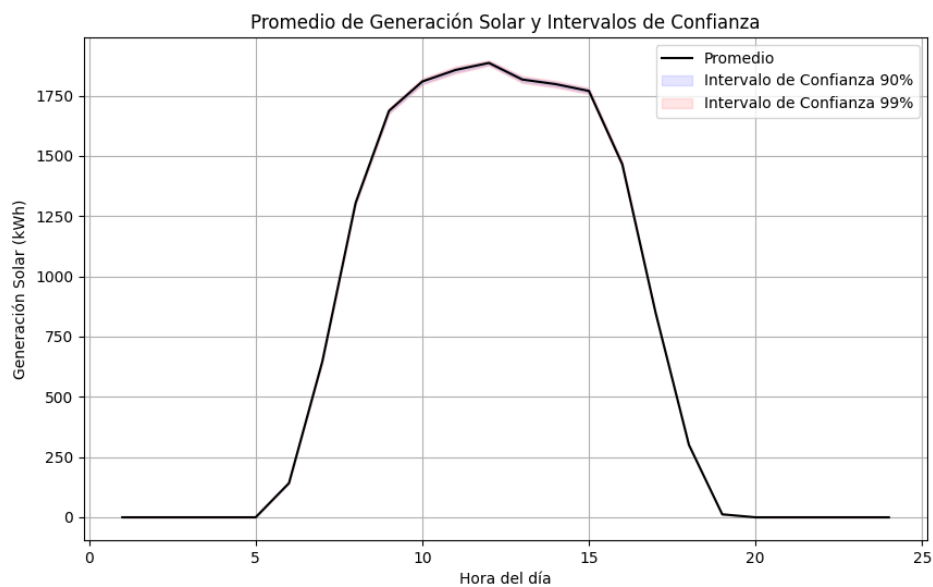


Figura 8: Promedio de Generación Solar y Intervalos de Confianza

La Figura 8 muestra la generación solar, que presenta un patrón característico con un aumento

pronunciado por la mañana, alcanzando el pico alrededor de las 12:00-15:00 horas, y disminuyendo rápidamente por la tarde. Los intervalos de confianza son más estrechos comparados con la generación eólica, reflejando una menor variabilidad en la generación solar. Dado principalmente por el parámetro κ_t para los datos solares tiene una tasa de cambio sustancialmente más bajo que el eólico y por tanto los valores pico tienen una distribución similar en el tiempo.

Generación Total (Eólica + Solar)

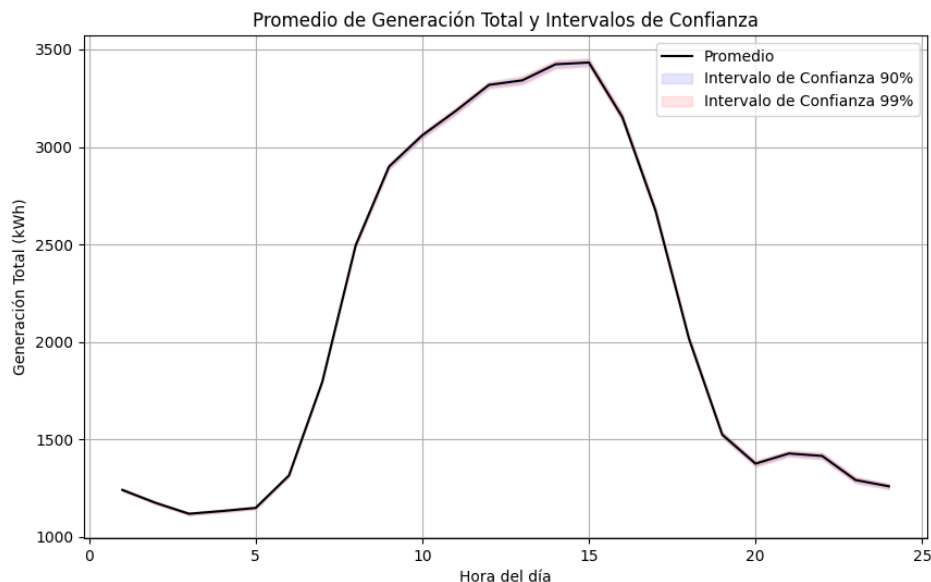


Figura 9: Promedio de Generación Total y Intervalos de Confianza

La combinación de las dos fuentes de generación muestra un perfil que sigue principalmente el patrón de la generación solar, con variaciones adicionales debido a la generación eólica, como se observa en la Figura 9. El pico de generación total se alcanza también alrededor de las 15:00 horas, con intervalos de confianza que combinan las variabilidades de ambas fuentes pero destacando la variabilidad que entrega la energía eólica.

El análisis de los resultados de la simulación Monte Carlo proporciona una visión detallada de la variabilidad y la incertidumbre en la generación renovable. Del mismo modo, se espera que para los siguientes incisos agregar a la modelación restricciones de reserva hacia arriba y hacia abajo principalmente se incidirá al rededor de los valores donde más variabilidad tenga.

2.2. Definición de Requerimientos de Reserva

Defina requerimientos de reserva hacia arriba y abajo basados en los intervalos de confianza del 90 % y 99 % previamente calculados. Modifique su modelo de Unit Commitment del Problema 1 para incluir estos nuevos requerimientos de reserva, y determine la programación diaria (ON/OFF) de generadores resultante para ambos casos.

En este inciso, se modificó el modelo de Unit Commitment del problema 1 para incluir las restricciones de reserva hacia arriba (RESup) y reserva hacia abajo (RESdown). Estas restricciones

son esenciales para manejar la incertidumbre en la generación y demanda del sistema eléctrico. A continuación, se presenta la formulación matemática del código de Julia:

$$RESup_t = ICup[t] - \hat{X}[t], \quad \forall t \in T$$

$$RESdown_t = \hat{X}[t] - ICdown[t], \quad \forall t \in T$$

Las reservas hacia arriba (RESup) y hacia abajo (RESdown) se calculan como la diferencia entre los intervalos de confianza superiores e inferiores y los valores promedio de generación renovable. Esto asegura que el sistema tenga suficiente capacidad de generación para cubrir las incertidumbres en la generación renovable dado un intervalo esperado de escenario.

2.2.1. Restricciones de Reserva

Restricción de reserva hacia abajo:

$$\sum_{g \in G, \text{no renovables}} P_g^{\max} \cdot w_{g,t} \geq \sum_{n \in N} \text{demand}_{n,t} + RESup_t, \quad \forall t \in T \quad (5)$$

Las reservas hacia arriba aseguran que exista la capacidad adicional para cubrir disminuciones inesperadas de la generación renovable.

Restricción de reserva hacia arriba:

$$\sum_{g \in G, \text{no renovables}} P_g^{\min} \cdot w_{g,t} \leq \sum_{n \in N} \text{demand}_{n,t} - RESdown_t, \quad \forall t \in T \quad (6)$$

Por otro lado, las reservas hacia abajo buscan asegurar que haya la capacidad suficiente para que los generadores puedan reducir la generación en caso de que las energías renovables sean mayores a lo esperado.

A continuación, se presentan los estados de los generadores obtenidos para los intervalos de confianza del 90 % y 99 %. Estos estados serán utilizados en el siguiente inciso para evaluar el impacto de diferentes niveles de reserva en la operación del sistema.

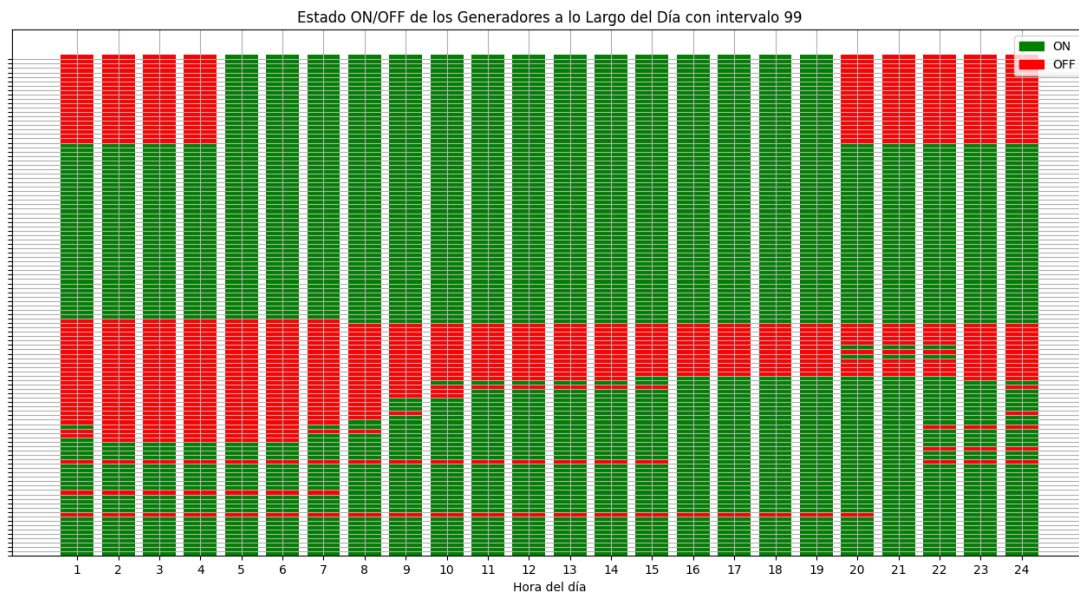


Figura 10: Estado ON/OFF de los Generadores a lo Largo del Día con Intervalo 90

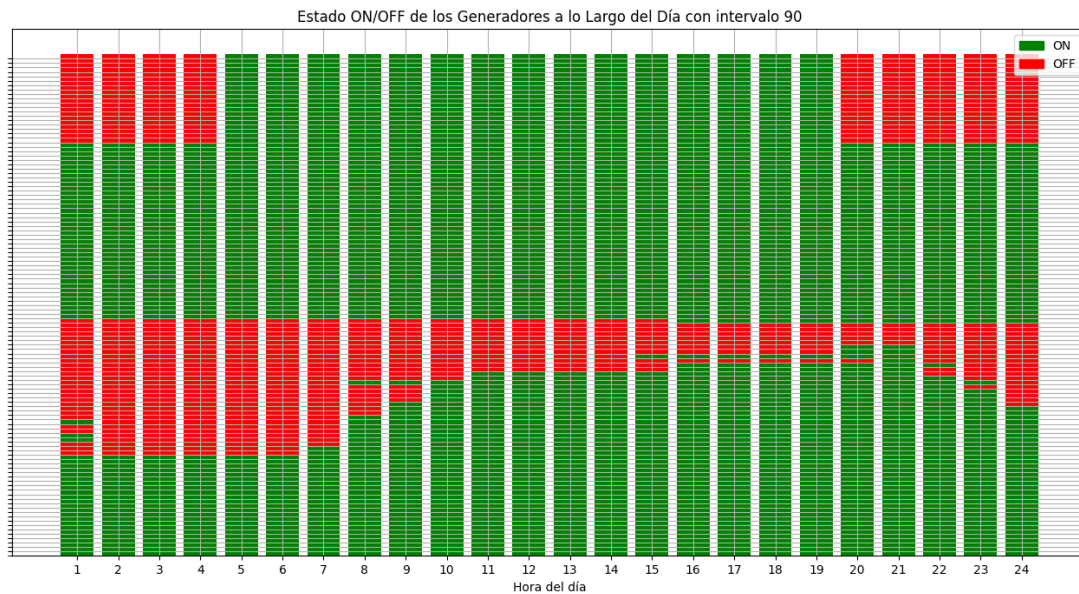


Figura 11: Estado ON/OFF de los Generadores a lo Largo del Día con Intervalo 99

Estos gráficos muestran el estado de encendido (verde) y apagado (rojo) de cada generador a lo largo de las 24 horas del día, donde la primera mitad corresponde a la representación de estados de los generadores renovables tanto eólicos como solares. Es posible analizar, que el sistema con intervalos de 99 tiene la libertad de apagar mas generadores

2.2.2. Análisis de los Estados de los Generadores

Analizando los gráficos, podemos observar que los generadores evaluados con intervalos de confianza del 90 % tienen una mayor libertad de apagado y encendido. Esto se debe a que tienen menores

índices de reserva que deben ser capaces de alcanzar y, por tanto, reducen la cantidad de generadores en encendido o apagado.

Por otro lado, los intervalos de confianza del 99 % deben ser capaces de satisfacer mucho más la reserva, dado que estos intervalos son más grandes y, por tanto, es necesario un mayor número de generadores encendidos.

De esta manera, se representa cómo el modelo intenta aumentar la cantidad de generadores dados una mayor incertidumbre. Y por tanto también su costo total al sistema.

2.3. Simulaciones de Despacho del Sistema

Realice simulaciones del despacho del sistema para cada uno de los 100 escenarios Monte Carlo generados, considerando las dos programaciones diarias (ON/OFF) de generadores obtenidas en la sección anterior. Determine cuál sería el valor esperado para los costos totales de operación en ambos casos. Además, para ambos casos, determine cuál es la probabilidad (o frecuencia de ocurrencia de evento) de que las reservas definidas no sean suficientes, requiriendo el uso de medidas de emergencia como *load shedding* y *renewable curtailment*. Realice una comparación de los resultados de ambos casos, argumentando sobre las ventajas y desventajas de considerar reservas ajustadas al 90 % y 99 % de confiabilidad.

Para la simulación de la programación diaria obtenida en el inciso b), se modificaron los códigos `main` a `main_eval` y `unit_commitment` a `unit_commitment_eval`. En `unit_commitment_eval`, la programación diaria ahora forma parte de un parámetro dado y se modifican todas las restricciones donde únicamente se encuentran las variables de ON/OFF que se esperaba que se utilizaran. Del mismo modo, en `main_eval`, se crea una iteración a la carpeta donde se encuentran todas las simulaciones de Monte Carlo para posteriormente correrlas y imprimir el resultado del promedio de costos esperado y también la frecuencia con la que se cae el modelo.

Donde se tienen los siguientes resultados:

- Promedio de programación 90: 3.0736299446188234e7
- Promedio de programación 99: 3.2352002372646786e7
- Frecuencia de caídas de emergencia para ambos casos: 0

Al igual como se comento en el inciso anterior, la capacidad de flexibilidad que tiene la programación diaria mediante reserva de intervalos del 99 % por mantener disponibilidad activa de generadores ante la variabilidad de las energías renovables genera que exista un mayor costo promedio esperado que mediante un uso de flexibilidad con un menor intervalo de confianza. Por otro lado, existe una ausencia de caídas de emergencias para ambos casos (Frecuencia de 0), esto es un hallazgo inesperado, dado que, según estimaciones iniciales, se esperaba frecuencias de caídas del 1 % y del 10 % para los intervalos del 99 % y 90 %, respectivamente.

Una posible explicación para la falta de caídas de emergencia reside en la metodología empleada para calcular los intervalos de confianza mediante la distribución T-Student. La aplicación de esta técnica podría haber llevado a una sobreestimación de los intervalos, resultando en márgenes de

seguridad más amplios de lo necesario. Esta sobreestimación habría artificialmente aumentado la confianza en la capacidad del sistema para manejar variaciones en la demanda y la generación, eliminando así la necesidad de activar medidas de emergencia.

2.3.1. Conclusión General

La aplicación de simulaciones de Monte Carlo en este contexto ha demostrado ser una herramienta valiosa para evaluar la resiliencia del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios de incertidumbre. Aunque los resultados indican que el sistema es capaz de manejar las variaciones sin recurrir a medidas de emergencia, el análisis sugiere que se debe proceder con cautela. La revisión de la metodología para calcular los intervalos de confianza podría ajustar estos márgenes para reflejar más precisamente el riesgo real, evitando así la posibilidad de incurrir en costos operativos innecesariamente altos o de subestimar las necesidades de capacidad de reserva.

3. Revisión Bibliográfica e Investigación

Como grupo deben investigar y analizar diversas aplicaciones y extensiones del problema de Unit Commitment. Para ello, se les solicita que busquen y seleccionen al menos dos papers académicos o investigaciones recientes (2014 en adelante) que aborden aspectos específicos del Unit Commitment y sus aplicaciones en diferentes contextos. Cada grupo deberá realizar un resumen detallado de cada paper seleccionado, destacando las siguientes áreas:

1. Descripción general del problema de Unit Commitment en el contexto del paper seleccionado.
2. Aplicaciones específicas del Unit Commitment en el área temática del paper (por ejemplo, energías renovables, mercados eléctricos, optimización de costos, etc.).
3. Métodos, técnicas o extensiones utilizadas en el paper para abordar el Unit Commitment y resolver problemas asociados.
4. Resultados principales obtenidos y conclusiones relevantes del estudio.
5. Implicaciones prácticas y potenciales beneficios de las aplicaciones o extensiones del Unit Commitment identificados en el paper.

Para su revisión bibliográfica, considere herramientas como Google Scholar, IEEE Xplore y ScienceDirect. Recuerde que puede acceder a papers de forma gratuita a través de Bibliotecas UC (link acá) usando su usuario y clave UC.

Recuerde: Se deben citar en el texto todas las fuentes utilizadas y agregarlas a la bibliografía. Toda copia será sancionada.

Análisis del paper: *"A Systematical Approach to Tighten Unit Commitment Formulations"*

1. Descripción General del Problema de Unit Commitment en el Contexto del Paper

El problema de Unit Commitment (UC) es crucial tanto para operadores de sistemas independientes como para servicios integrados verticalmente. Este problema implica minimizar el costo total de compromiso y despacho de unidades de generación mientras se satisface la demanda y otras restricciones operativas. Tradicionalmente, el problema se formula como un problema de Programación Lineal Entera Mixta (MILP), que es NP-duro. Aunque la mayoría de la investigación se ha centrado en metodologías de solución, el enfoque de este paper es la formulación del problema. La importancia de la formulación radica en que, si las restricciones delinean directamente el conjunto convexo de un problema MILP, el problema puede resolverse directamente mediante programación lineal sin dificultades combinatorias. El paper presenta un enfoque sistemático basado en la integración novedosa de procesos de conversión de restricciones y vértices "proyección de vértices" para estrechar la formulación del UC, enfocado en unidades individuales y asumiendo que las restricciones a nivel del sistema se han relajado.

2. Aplicaciones Específicas del Unit Commitment en el Área Temática del Paper

El enfoque presentado en el paper tiene aplicaciones significativas en la optimización de costos en sistemas eléctricos. Al mejorar la formulación del UC, se puede reducir el tiempo de resolución y mejorar la calidad de las soluciones, lo cual es crucial para operadores de sistemas eléctricos que deben cumplir con requisitos específicos de calidad de solución y tiempo de resolución. Aunque el paper se centra en un contexto más teórico de optimización matemática, sus aplicaciones prácticas pueden extenderse a áreas como mercados eléctricos, integración de energías renovables, y planificación de la generación de energía.

3. Métodos, Técnicas o Extensiones Utilizadas en el Paper

El paper desarrolla un enfoque sistemático para estrechar las formulaciones del UC mediante:

- **Conversión de Restricciones y Vértices:** Relajación de los requisitos de integralidad en las variables de decisión discretas, generación de vértices del problema relajado mediante álgebra lineal y software especializado, proyección de vértices en el conjunto convexo y conversión de estos vértices proyectados de nuevo a restricciones.
- **Proyección de Vértices:** Proyección de vértices no enteros a los enteros más cercanos para obtener restricciones ajustadas.
- **Eliminación de Dependencia en Condiciones Iniciales:** Tratamiento de condiciones iniciales como variables de decisión para evitar la dependencia de conjuntos específicos de condiciones iniciales.
- **Manejo de Diferentes Conjuntos de Parámetros:** Desarrollo de diferentes conjuntos de formulaciones ajustadas basadas en conjuntos de parámetros variados.

El enfoque se aplica primero a una formulación de una hora y luego se extiende a una formulación de 24 horas, ilustrando el proceso mediante ejemplos numéricos.

4. Resultados Principales Obtenidos y Conclusiones Relevantes del Estudio

Los resultados del estudio incluyen:

- **Ejemplo 1:** Demostración del enfoque sistemático en un problema de dos horas, mostrando cómo se obtienen restricciones ajustadas y se mejora la formulación.
- **Ejemplo 2:** Discusión sobre la dependencia de parámetros y demostración de la solidez de la formulación ajustada a través de simulaciones con parámetros aleatorios.
- **Ejemplo 3:** Análisis del impacto de las condiciones iniciales en la formulación ajustada y demostración de la efectividad del enfoque propuesto para diferentes conjuntos de condiciones iniciales.

Las simulaciones numéricas muestran un gran potencial para estrechar formulaciones MILP complicadas, mejorando la eficiencia computacional y la calidad de las soluciones.

5. Implicaciones Prácticas y Potenciales Beneficios de las Aplicaciones o Extensiones del Unit Commitment Identificados en el Paper

Las implicaciones prácticas del enfoque propuesto incluyen:

- **Reducción del Tiempo de Resolución:** La formulación ajustada permite resolver el problema UC de manera más eficiente, lo cual es crucial para la operación diaria de sistemas eléctricos.
- **Mejora de la Calidad de la Solución:** Al estrechar la formulación, se obtienen soluciones de mayor calidad, lo que puede llevar a una operación más económica y confiable del sistema eléctrico.
- **Aplicabilidad a Diferentes Contextos:** El enfoque es modular y puede aplicarse a diferentes tipos de unidades y parámetros, lo que lo hace versátil para diversas situaciones en sistemas de potencia.

En resumen, el paper presenta un avance significativo en la formulación del problema de Unit Commitment, proporcionando una metodología sistemática para mejorar la eficiencia y calidad de las soluciones en problemas MILP complejos en el contexto de sistemas eléctricos.

Resumen Detallado del Paper *Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation with an Improved Unit Substitution Heuristic*

1. Descripción General del Problema de Unit Commitment en el Contexto del Paper

El problema de Unit Commitment (UC) se centra en programar las unidades generadoras de un sistema de energía durante un horizonte de planificación diario o semanal. El objetivo principal es minimizar el costo de generación de energía, determinando el estado (encendido/apagado) y la producción real de cada unidad. Este problema debe satisfacer restricciones físicas y operacionales de cada unidad, así como las restricciones de balance de potencia y reserva giratoria que acoplan todas las unidades. El problema de UC se considera un problema de optimización no lineal de enteros mixtos, clasificado como NP-duro, lo que significa que encontrar una solución exacta mediante enumeración completa no es práctico debido al tiempo de cálculo exponencial requerido.

2. Aplicaciones Específicas del Unit Commitment en el Área Temática del Paper

El enfoque mejorado del UC presentado en este paper se aplica principalmente en el contexto de optimización de costos de generación en sistemas eléctricos. El uso de la relajación Lagrangiana adaptativa mejorada (ELR) y la heurística de sustitución de unidades mejorada (IUS) permite refinar la programación del UC, lo que es crucial para la operación eficiente de sistemas de energía. Las aplicaciones específicas incluyen:

- **Optimización de costos de generación:** Al reducir el costo de generación, se mejora la eficiencia económica del sistema eléctrico.
- **Mejora de la gestión operativa:** Al abordar las restricciones de tiempo mínimo de encendido/apagado y la consideración de unidades de carga máxima en la sustitución, se optimiza la gestión operativa de las unidades generadoras.

- **Planificación energética:** La técnica es útil para la planificación energética a corto plazo, mejorando la programación y el despacho de unidades generadoras.

3. Métodos, Técnicas o Extensiones Utilizadas en el Paper

El paper utiliza una combinación de métodos para abordar el problema de UC:

- **Relajación Lagrangiana (LR):** La técnica más popular para resolver el problema de UC, donde las restricciones de balance de potencia y reserva giratoria se relajan introduciendo multiplicadores Lagrangianos, simplificando el problema original.
- **Relajación Lagrangiana Adaptativa Mejorada (ELR):** Una variante mejorada de LR que incluye la inicialización de multiplicadores, criterios de decisión de encendido/apagado, clasificación de unidades, descompromiso de unidades y ajuste adaptativo de multiplicadores.
- **Heurística de Sustitución de Unidades Mejorada (IUS):** Una técnica para mejorar la heurística de sustitución de unidades en ELR, abordando problemas como la justificación de la sustitución de unidades comprometidas, la viabilidad respecto a las restricciones de tiempo mínimo de encendido/apagado, y la correcta secuencia de descompromiso y sustitución de unidades.

4. Resultados Principales Obtenidos y Conclusiones Relevantes del Estudio

Los resultados preliminares de simulación en un sistema de prueba con 10 unidades y un horizonte de planificación de 24 horas muestran que la heurística IUS es prometedora para mejorar el costo de generación en ELR. Los resultados destacan:

- **Reducción de Costos:** La solución obtenida por IUS presenta un costo de generación de \$563,938 comparado con \$563,977 obtenido por ELR, logrando un ahorro de \$39 por día, lo que equivale a \$14,235 por año.
- **Viabilidad Operacional:** La programación de UC obtenida por IUS es factible respecto a las restricciones de tiempo mínimo de encendido/apagado.
- **Mejora Continua:** La IUS permite una mejora continua del costo de generación al abordar las debilidades de la heurística de sustitución de unidades en ELR.

5. Implicaciones Prácticas y Potenciales Beneficios de las Aplicaciones o Extensiones del Unit Commitment Identificados en el Paper

Las implicaciones prácticas del enfoque propuesto incluyen:

- **Eficiencia en Costos:** La reducción del costo de generación mejora la eficiencia económica del sistema eléctrico.
- **Flexibilidad Operacional:** Al considerar múltiples tipos de unidades (base, intermedia y de carga máxima), el enfoque ofrece flexibilidad para ajustar la programación en función de las demandas de carga.

- **Aplicabilidad General:** La técnica puede aplicarse a sistemas de energía más grandes y complejos, con potenciales mejoras en la eficiencia operativa y económica a gran escala.

En resumen, el paper presenta una mejora significativa en la técnica de relajación Lagrangiana para el problema de Unit Commitment, proporcionando un enfoque sistemático y eficiente para mejorar la programación de unidades generadoras en sistemas eléctricos, con beneficios tangibles en la reducción de costos y la viabilidad operativa.

PAPER E3

Resumen Detallado del Paper .^A *Stochastic Security-Constrained Unit Commitment Model Considering Uncertain Dynamic Capacity-Increase of Transmission Lines*

1. Descripción General del Problema de Unit Commitment en el Contexto del Paper

El problema de Unit Commitment (UC) consiste en programar las unidades de generación de un sistema eléctrico para satisfacer la demanda de energía de manera eficiente y segura, minimizando el costo total de operación. Este problema incluye determinar cuándo deben encenderse y apagarse las unidades generadoras, así como sus niveles de producción, mientras se cumplen diversas restricciones operativas y de seguridad. El paper aborda el UC en el contexto de la seguridad y la incertidumbre, introduciendo un modelo estocástico de UC con restricciones de seguridad que considera el aumento dinámico e incierto de la capacidad de las líneas de transmisión. Este enfoque es crucial para gestionar mejor las incertidumbres en la capacidad de transmisión, lo que afecta la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.

2. Aplicaciones Específicas del Unit Commitment en el Área Temática del Paper

El modelo presentado tiene aplicaciones específicas en varias áreas del sistema eléctrico:

- **Seguridad del Sistema Eléctrico:** Al considerar la capacidad de transmisión incierta y dinámica, el modelo mejora la capacidad de respuesta del sistema frente a fallos y fluctuaciones en la red, asegurando un suministro continuo y seguro.
- **Integración de Energías Renovables:** La incertidumbre en la capacidad de transmisión es especialmente relevante en sistemas con alta penetración de energías renovables, que pueden causar variaciones significativas en la generación y la carga.
- **Optimización de Costos Operativos:** El modelo estocástico permite una planificación más precisa y robusta, reduciendo costos operativos al manejar mejor las incertidumbres en la capacidad de transmisión.
- **Planificación y Expansión de la Red:** Este enfoque puede ser utilizado para planificar y evaluar la expansión de la infraestructura de transmisión, considerando el impacto de las incertidumbres y mejorando la toma de decisiones a largo plazo.

3. Métodos, Técnicas o Extensiones Utilizadas en el Paper

El paper introduce varias técnicas y extensiones para abordar el problema de UC:

- **Modelo Estocástico:** Se utiliza un modelo estocástico para capturar la incertidumbre en la capacidad de transmisión, representando esta incertidumbre mediante distribuciones probabilísticas.
- **Programación Matemática con Restricciones de Seguridad:** El modelo incluye restricciones de seguridad dinámicas que consideran la capacidad incierta de las líneas de transmisión.
- **Optimización Robustecida:** Se emplean técnicas de optimización robusta para garantizar que las soluciones obtenidas sean viables y eficientes bajo diferentes escenarios de incertidumbre.
- **Algoritmos de Simulación y Optimización:** Se implementan algoritmos específicos para resolver el problema de UC considerando las restricciones y la incertidumbre, asegurando soluciones óptimas en términos de costo y seguridad.

4. Resultados Principales Obtenidos y Conclusiones Relevantes del Estudio

Los resultados del estudio incluyen:

- **Eficiencia y Robustez:** El modelo estocástico propuesto muestra una mejora significativa en la eficiencia operativa y la robustez del sistema frente a incertidumbres en la capacidad de transmisión.
- **Reducción de Costos:** Se observa una reducción en los costos operativos al optimizar la programación de unidades considerando las capacidades de transmisión dinámicas e inciertas.
- **Mejora en la Seguridad del Sistema:** Al considerar restricciones de seguridad más realistas y dinámicas, el modelo asegura una mayor confiabilidad en el suministro de energía.
- **Validación mediante Simulaciones:** Las simulaciones realizadas demuestran la efectividad del modelo en diferentes escenarios, destacando su aplicabilidad práctica en sistemas eléctricos reales.

5. Implicaciones Prácticas y Potenciales Beneficios de las Aplicaciones o Extensiones del Unit Commitment Identificados en el Paper

Las implicaciones prácticas y los beneficios potenciales del enfoque propuesto son numerosos:

- **Planificación de la Operación:** El modelo permite una mejor planificación de la operación diaria de sistemas eléctricos, optimizando la utilización de recursos y minimizando costos.
- **Gestión de Incertidumbres:** Al considerar la capacidad de transmisión incierta, se mejora la capacidad del sistema para gestionar fluctuaciones inesperadas y contingencias.
- **Aumento de la Confiabilidad:** La inclusión de restricciones de seguridad dinámicas y realistas asegura una operación más confiable y robusta del sistema eléctrico.

- **Apoyo en la Toma de Decisiones:** El modelo proporciona una herramienta valiosa para la toma de decisiones en la planificación y expansión de la infraestructura de transmisión, considerando el impacto de las incertidumbres.

En resumen, el paper presenta un enfoque avanzado y robusto para abordar el problema de Unit Commitment en sistemas eléctricos, mejorando la eficiencia operativa, reduciendo costos y asegurando la confiabilidad del suministro de energía en presencia de incertidumbres en la capacidad de transmisión.

Resumen Detallado del Paper *"Distributionally Robust Unit Commitment With Flexible Generation Resources Considering Renewable Energy Uncertainty"*

1. Descripción General del Problema de Unit Commitment en el Contexto del Paper

El problema de Unit Commitment (UC) se refiere a la programación óptima de unidades de generación para satisfacer la demanda de energía a lo largo de un horizonte temporal, minimizando los costos operativos y cumpliendo con diversas restricciones operacionales. En el contexto del paper, el UC se enfrenta a la incertidumbre introducida por la generación de energía renovable, que es inherentemente intermitente y difícil de predecir. Para abordar esta incertidumbre, el paper propone un modelo de Unit Commitment robusto distribuido que integra recursos de generación flexibles, como unidades de gas de arranque rápido, que pueden ajustarse en tiempo real para equilibrar la oferta y la demanda de energía.

2. Aplicaciones Específicas del Unit Commitment en el Área Temática del Paper

Las aplicaciones específicas del modelo de UC propuesto en el paper incluyen:

- **Integración de Energías Renovables:** Gestiona la incertidumbre en la producción de energía renovable, como la eólica y la solar, mejorando la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.
- **Recursos de Generación Flexibles:** Optimiza el uso de unidades de generación flexibles que pueden responder rápidamente a las variaciones en la producción de energía renovable, proporcionando una solución más adaptable y resiliente.
- **Reducción de Costos Operativos:** Minimiza los costos asociados con el arranque y apagado de unidades generadoras, así como los costos de generación, al permitir ajustes en tiempo real.
- **Planificación y Operación de Sistemas Eléctricos:** Mejora la planificación y operación de sistemas eléctricos al considerar la flexibilidad de los recursos de generación y la incertidumbre en la producción de energía renovable.

3. Métodos, Técnicas o Extensiones Utilizadas en el Paper

El paper introduce varios métodos y técnicas para abordar el problema de UC:

- **Optimización Robustamente Distribuida (DRO):** Utiliza un modelo de optimización robusta que considera la incertidumbre en la distribución de probabilidad de la generación de energía renovable.

- **Modelo de Dos Etapas:** Desarrolla un marco de optimización de dos etapas en el que las decisiones de UC para unidades regulares se toman en la primera etapa, y las decisiones para recursos de generación flexibles se ajustan en la segunda etapa para acomodar la incertidumbre de la energía renovable.
- **Algoritmo L-Shaped Entero Revisado:** Implementa un algoritmo L-shaped entero revisado con técnicas de corte lift-and-project para resolver el problema de programación robusta distribuida con decisiones binarias mixtas.
- **Conjunto de Confianza Basado en la Métrica de Wasserstein:** Utiliza la métrica de Wasserstein para construir un conjunto de confianza que modela la incertidumbre en la predicción de la energía renovable a partir de datos históricos.

4. Resultados Principales Obtenidos y Conclusiones Relevantes del Estudio

Los resultados del estudio incluyen:

- **Reducción de Costos:** El modelo propuesto reduce significativamente los costos operativos del sistema en comparación con los modelos tradicionales de UC robusto distribuido, gracias a una mejor cuantificación de la flexibilidad de los recursos de generación.
- **Flexibilidad Mejorada:** El modelo demuestra que la flexibilidad de las unidades de arranque rápido puede aprovecharse para responder eficazmente a la incertidumbre en la generación de energía renovable, mejorando la eficiencia operativa.
- **Comparación con Métodos Tradicionales:** Se observa que el modelo propuesto es menos conservador y ofrece decisiones más confiables que los enfoques tradicionales de optimización robusta, que tienden a ser excesivamente pesimistas.

5. Implicaciones Prácticas y Potenciales Beneficios de las Aplicaciones o Extensiones del Unit Commitment Identificados en el Paper

Las implicaciones prácticas y los beneficios potenciales del modelo propuesto incluyen:

- **Mejora en la Planificación Operacional:** Permite una planificación operativa más precisa y robusta frente a la incertidumbre de la generación renovable, mejorando la estabilidad del sistema eléctrico.
- **Optimización de Recursos Flexibles:** Aprovecha la capacidad de respuesta rápida de los recursos de generación flexibles para minimizar costos y mantener el equilibrio de la red.
- **Reducción de Riesgos:** Proporciona una solución más confiable y menos conservadora que los métodos de optimización robusta tradicionales, reduciendo el riesgo de decisiones subóptimas.
- **Aplicabilidad a Sistemas Reales:** El enfoque es aplicable a sistemas eléctricos de gran escala, como se demuestra en estudios de casos con sistemas de 6 buses y 118 buses, mostrando su escalabilidad y efectividad en diferentes contextos operativos.

En resumen, el paper presenta un avance significativo en la gestión del problema de Unit Commitment en presencia de incertidumbres en la generación de energía renovable, proporcionando un modelo robusto y flexible que optimiza la operación de sistemas eléctricos, reduce costos y mejora la confiabilidad del suministro de energía.

Referencias

- [1] A systematical approach to tighten unit commitment formulations. (2018, August 1). IEEE Conference Publication — IEEE Xplore. [Enlace](#)
- [2] Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation with an improved unit substitution heuristic. (2016, October 1). IEEE Conference Publication — IEEE Xplore. [Enlace](#)
- [3] A stochastic Security-Constrained unit commitment model considering uncertain dynamic Capacity-Increase of transmission lines. (2022, May 27). IEEE Conference Publication — IEEE Xplore. [Enlace](#)
- [4] Distributionally robust unit commitment with flexible generation resources considering renewable energy uncertainty. (2022, November 1). IEEE Journals & Magazine — IEEE Xplore. [Enlace](#)
- [5] National Renewable Energy Laboratory. (2014). *Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections* (NREL/TP-6A20-61721). U.S. Department of Energy. [Enlace](#)