

Despacho estocástico de mini-redes basado en pronóstico híbrido de la demanda eléctrica

Mejorando la Fiabilidad del Suministro Eléctrico para el Desarrollo Económico

Dra. Tatiana González Grandón

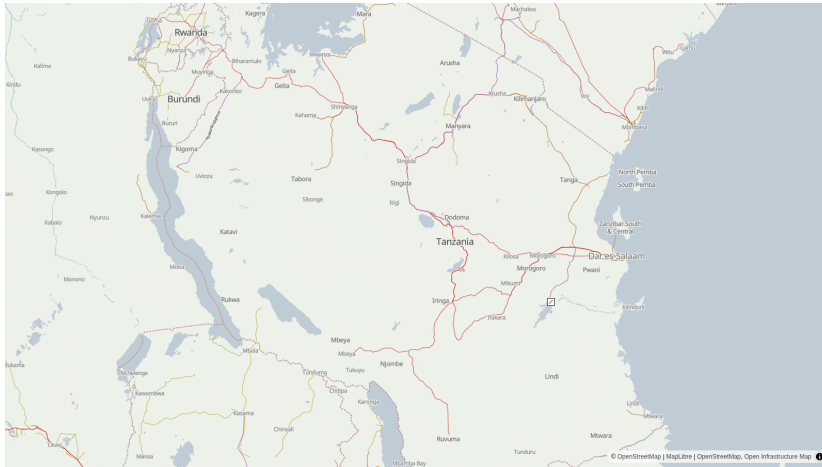
Norwegian University of Science and Technology



Cerca de mil millones de personas en el mundo carecen de acceso a electricidad y son aún más las que tienen un acceso poco fiable. Más de 570 millones en África subsahariana carecen de acceso a electricidad, lo que representa cerca de la mitad de la población en la región.



Infraestructura eléctrica en Tanzania



Fuente: <https://openinframap.org>

Objetivo

- El objetivo es aumentar la resiliencia y la fiabilidad del sistema eléctrico en regiones urbanas de África subsahariana.
- Más concretamente, queremos que, cuando ocurra un apagón, la mini-red sea capaz de abastecer de forma autónoma a los clientes con un nivel de confianza p dado.

Contenido

- ① Problema de la Gestión de Mini-redes
- ② Herramientas de Optimización
- ③ Modelos Matemáticos
 - Presuposiciones
 - Descripción del Modelo
 - Dos Metodologías para Restricciones Probabilísticas
- ④ Resultados Numéricos
- ⑤ Proyecto Piloto
- ⑥ Próximos Pasos

Contenido

① Problema de la Gestión de Mini-redes

② Herramientas de Optimización

③ Modelos Matemáticos

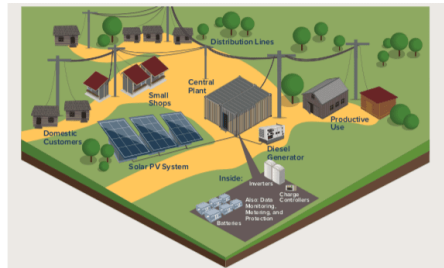
④ Resultados Numéricos

⑤ Proyecto Piloto

⑥ Próximos Pasos

¿Qué son las mini-redes (MG, por sus siglas en inglés)?

- Una MG es un sistema eléctrico a pequeña escala con producción centralizada y una red de distribución.
- La generación combina energías renovables, un generador diésel y un sistema de almacenamiento.
- Capacidad instalada: de 10 kW a 10 MW.
- Las MG se clasifican según su arquitectura con respecto a la red nacional.



Fuente: RMI, Mini-grids in the money.

Problema de la Gestión de Mini-redes

Aunque las **MG conectadas a la red** han sido consideradas por los organismos internacionales de desarrollo como la solución para aumentar la resiliencia y la fiabilidad del sistema eléctrico, estas plantean nuevos retos para las tareas clásicas de operación del sistema.

Incertidumbres Típicas del Despacho de una Mini-red:

Problema de la Gestión de Mini-redes

Aunque las **MG conectadas a la red** han sido consideradas por los organismos internacionales de desarrollo como la solución para aumentar la resiliencia y la fiabilidad del sistema eléctrico, estas plantean nuevos retos para las tareas clásicas de operación del sistema.

Incertidumbres Típicas del Despacho de una Mini-red:

- Energía renovable estocástica
- Demanda estocástica

Problema de la Gestión de Mini-redes

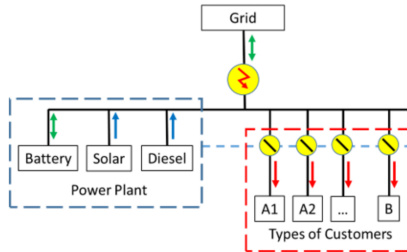
Aunque las **MG conectadas a la red** han sido consideradas por los organismos internacionales de desarrollo como la solución para aumentar la resiliencia y la fiabilidad del sistema eléctrico, estas plantean nuevos retos para las tareas clásicas de operación del sistema.

Incertidumbres Típicas del Despacho de una Mini-red:

- Energía renovable estocástica
- Demanda estocástica
- Frecuencia de los apagones de la red principal
- Duración de los apagones de la red principal

Problema de gestión de la MG

¿Cómo abordar cuatro incertidumbres distintas en el despacho de una MG?



Contenido

- 1 Problema de la Gestión de Mini-redes
- 2 Herramientas de Optimización**
- 3 Modelos Matemáticos
- 4 Resultados Numéricos
- 5 Proyecto Piloto
- 6 Próximos Pasos

Programación determinista

$$\begin{array}{ll} \text{mín} & \psi(x) \\ \text{s.a.} & g(x) \leq 0, \end{array}$$

donde $\psi, g : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ son funciones con valores reales.

Programación determinista

$$\begin{array}{ll} \text{mín} & \psi(x) \\ \text{s.a.} & g(x) \leq 0, \end{array}$$

donde $\psi, g : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ son funciones con valores reales.

Programación estocástica

$$\begin{array}{ll} \text{mín} & \psi(x) \\ \text{s.a.} & g(x, \xi) \leq 0, \end{array}$$

donde $\xi : \Omega \rightarrow \mathbb{R}^m$ es un vector aleatorio en $(\Omega, \mathcal{A}, \mathbb{P})$.

Programación determinista: Formulación en valor esperado

$$\begin{array}{ll} \text{mín} & \psi(x) \\ \text{s.a.} & \mathbb{E}(g(x, \xi)) \leq 0, \end{array}$$

donde $\psi, g : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ son funciones con valores reales y $\xi : \Omega \rightarrow \mathbb{R}^m$ es un vector aleatorio en $(\Omega, \mathcal{A}, \mathbb{P})$.

Programación Probabilística (Prékopa 1970, Henrion y Römisch 2005, Grandón 2020.)

$$\begin{array}{ll} \text{mín} & \psi(x) \\ \text{s.a.} & \varphi(x) := \mathbb{P}(g(x, \xi) \leq 0) \geq p, \end{array}$$

donde $\xi : \Omega \rightarrow \mathbb{R}^m$ es un vector aleatorio de un espacio de probabilidad y $p \in (0, 1)$ es un parámetro de confianza.

Despacho de Mini-redes Conectadas a la Red bajo Restricciones Probabilísticas

Proponemos una nueva estrategia de operación óptima para las MG.

máx Beneficio operativo

s.a. Restricciones físicas deterministas

Ecuación de balance

$$\varphi(r) = \mathbb{P}(g(r, \xi) \leq 0) \geq p.$$

Despacho de Mini-redes Conectadas a la Red bajo Restricciones Probabilísticas

Proponemos una nueva estrategia de operación óptima para las MG.

máx Beneficio operativo

s.a. Restricciones físicas deterministas

Ecuación de balance

$$\varphi(r) = \mathbb{P}(g(r, \xi) \leq 0) \geq p.$$

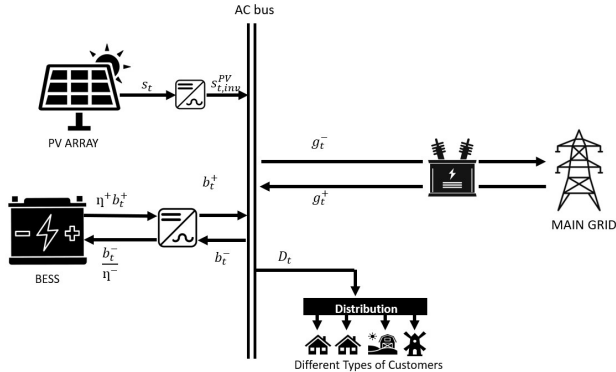
$\varphi(\cdot)$ indica la probabilidad de que una MG mantenga suficiente capacidad de reserva para satisfacer la demanda local y absorber la generación de renovables tras pasar a modo de operación aislada (sin red) debido a un apagón.

Contenido

- ① Problema de la Gestión de Mini-redes
- ② Herramientas de Optimización
- ③ **Modelos Matemáticos**
 - Presuposiciones
 - Descripción del Modelo
 - Dos Metodologías para Restricciones Probabilísticas
- ④ Resultados Numéricos
- ⑤ Proyecto Piloto

Presuposiciones

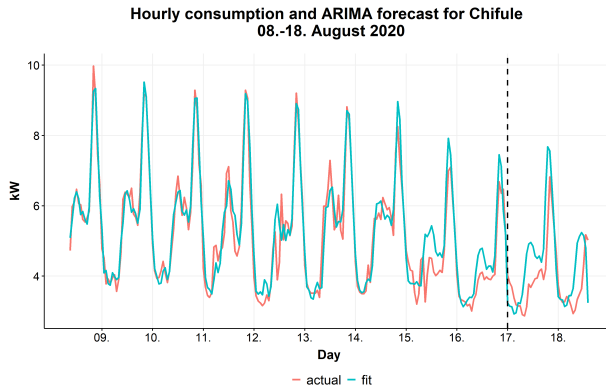
Suponemos la siguiente topología de la MG:



Suponemos que los apagones ocurren por fallos en la red de transmisión.

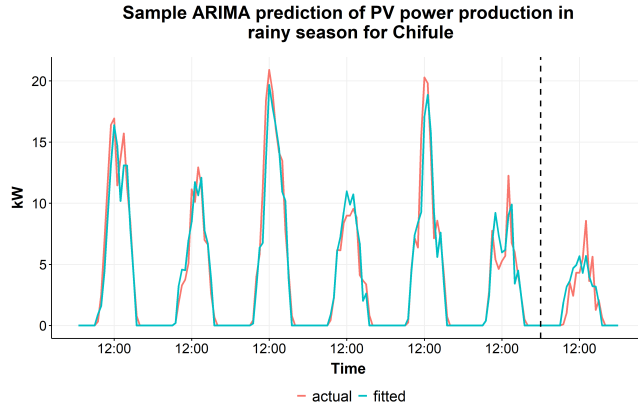
Presuposiciones

- Suponemos que existen datos históricos y un pronóstico preciso de la demanda D_t , con error $\delta_t \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{\delta,t}^2)$.



Presuposiciones

- Suponemos que existen datos históricos y un pronóstico preciso de la potencia solar S_t^{max} , con error $\xi_t \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{\xi,t}^2)$.



Descripción del Modelo

Se maximiza el beneficio esperado del operador. El modelo abarca un horizonte de un día con pasos de tiempo de una hora.

Función Objetivo

$$\begin{aligned} \text{máx} \quad & \sum_{t=1}^T \left(p_D \cdot D_t - c_{b,t} \cdot (b_t^+ - b_t^-) \right) \Delta t \\ & + \frac{1}{T} \sum_{\tau=1}^T \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq \tau}}^T \left(p_{g,t} \cdot g_t^- - c_{g,t} \cdot g_t^+ \right) \Delta t. \end{aligned}$$

D_t es el pronóstico de demanda en t [kW];

c_i es el coste marginal de la unidad i [€/kWh];

p_i es el precio de la unidad i [€/kWh];

τ es el índice de tiempo desconocido en el que comienza el apagón;

$b_t^{+/-}$ es la carga/descarga de la batería en t [kW];

$g_t^{+/-}$ es la electricidad importada/exportada [kW].

Restricciones Físicas Deterministas

Restricciones de capacidad:

$$0 \leq b_t^+ \leq b^{\max} \quad (5)$$

$$0 \leq b_t^- + r_t^{b^-} \leq b^{\max} \quad (6)$$

$$0 \leq S_t \leq S_t^{\max} \quad (7)$$

$$0 \leq g_t^+ \leq g_t^{\max} \quad (8)$$

$$0 \leq g_t^- \leq g_t^{\max} \quad (9)$$

Restricciones Físicas Deterministas

Carga de la batería (SOC: estado de carga):

$$SOC_t = SOC_{t-1} + (\eta^+ b_t^+ - \eta^- b_t^-) \Delta t \quad (10)$$

Descarga potencial de la batería en caso de apagón y carga potencial de la batería en caso de exceso de generación solar:

$$SOC^{min} \leq SOC_{t-1} + \left(\eta^+ b_t^+ - \eta^- (b_t^- + r_t^{b-}) \right) \Delta t \leq SOC^{max} \quad (11)$$

Contenido

- ① Problema de la Gestión de Mini-redes
- ② Herramientas de Optimización
- ③ **Modelos Matemáticos**
 - Presuposiciones
 - Descripción del Modelo
 - Dos Metodologías para Restricciones Probabilísticas
- ④ Resultados Numéricos
- ⑤ Proyecto Piloto

Restricción probabilística individual para la transición satisfactoria de una MG a operación aislada

Satisfacción de la **demanda pronosticada** D_t :

$$S_t + g_t^+ + b_t^- - g_t^- - b_t^+ = D_t \quad (12)$$

La probabilidad de satisfacer la demanda real $D_t + \delta_t$ dada la producción solar real $S_t + \xi_t$ en caso de un apagón de la red principal en τ :

$$\mathbb{P}(S_\tau + \xi_\tau + b_\tau^- - b_\tau^+ + r_\tau^{b^-} \geq D_\tau + \delta_\tau) \geq p \quad \forall \tau \in \{1, \dots, T\}. \quad (13)$$

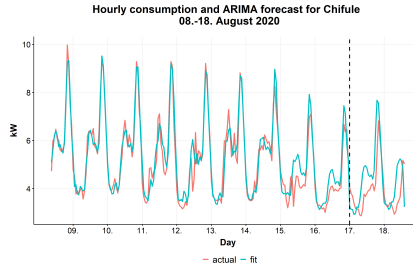
1. Restricciones Probabilísticas Individuales (IPC, por sus siglas en inglés)

máx Beneficio

s.a. Restricciones físicas deterministas

$$S_t + g_t^+ + b_t^- - b_t^+ - g_t^- = D_t$$

$$\mathbb{P}(\delta_\tau - \xi_\tau \leq r_\tau^{b^-}) \geq p \quad \forall \tau \in \{1, \dots, T\}.$$



Presuposiciones Adicionales

Suponemos que existe evidencia estadística sobre la **duración del apagón**, denotada por κ .

Condición Más Restrictiva

Queremos garantizar un nivel de confianza p no solo en la hora en que comienza el apagón τ , sino durante todo el apagón: $\{\tau, \tau + 1, \dots, \tau + \kappa\}$.

2. Restricciones Probabilísticas Conjuntas (JPC, por sus siglas en inglés)

máx Beneficio operativo

s.a. Restricciones físicas deterministas

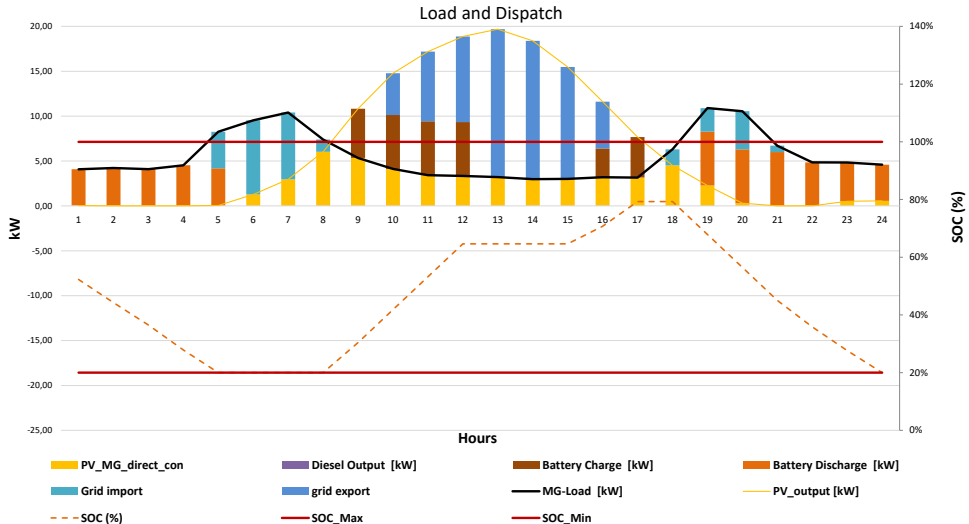
$$S_t + g_t^+ + b_t^- - b_t^+ - g_t^- = D_t$$

$$\varphi(r^{b^-}) = \mathbb{P}(\delta_t - \xi_t \leq r_t^{b^-} \quad \forall t \in \{\tau, \dots, \tau + \kappa\}) \geq p$$

$$\forall \tau \in \{1, \dots, T - \kappa\}.$$

Despacho Determinista

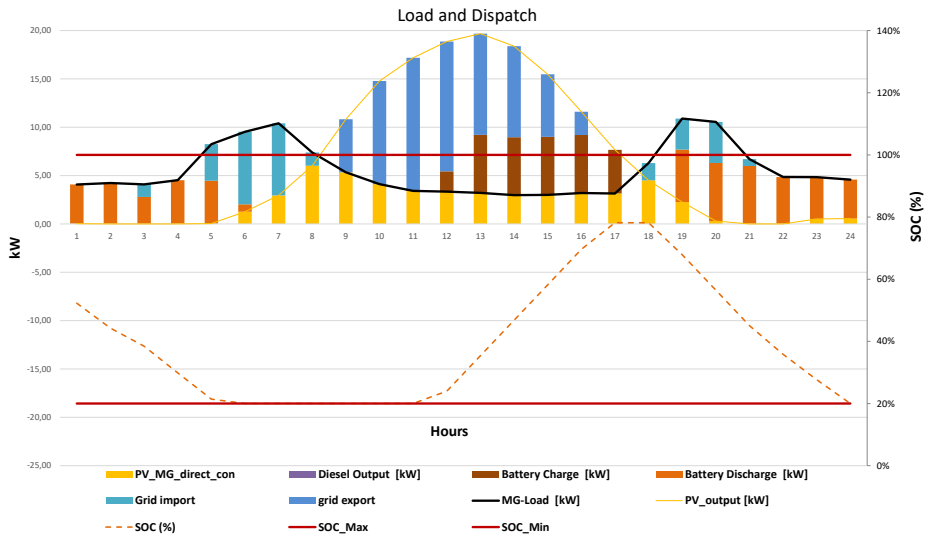
Beneficio = 61.95 €



Despacho según IPC

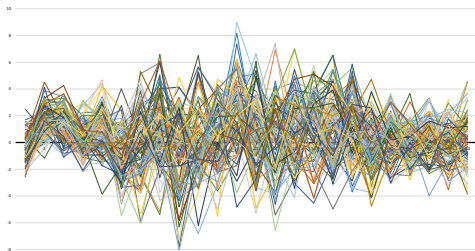
 $p=0.8$

Beneficio = 61.23 €

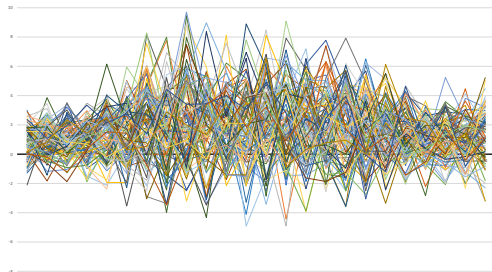


Determinista vs. IPC con $p=0.8$

100 Simulaciones de $\xi_t - \delta_t$



100 Simulaciones de $r_t^{b-} + \xi_t - \delta_t$

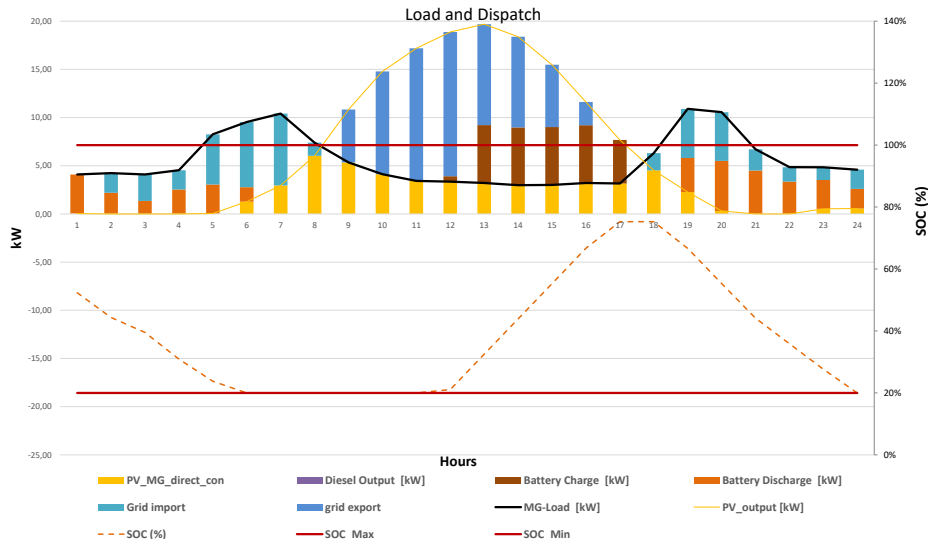


$$\mathbb{P}(r_{\tau}^{b-} + \xi_{\tau} - \delta_{\tau} \geq 0) \geq p \quad \forall \tau \in \{1, \dots, 24\}.$$

Despacho según JPC

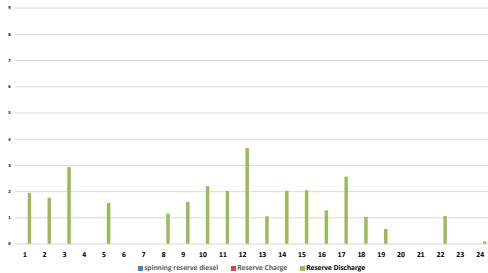
 $\kappa = 23$ $p=0.8$

Beneficio = 57.17 €

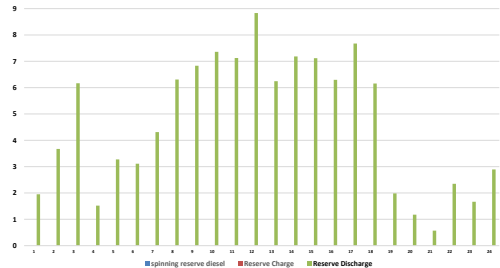


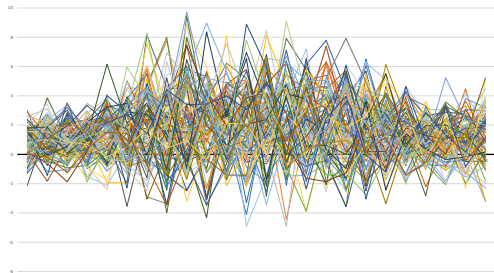
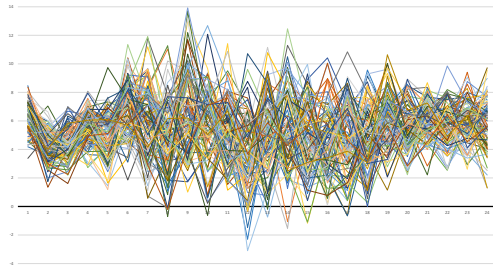
Reservas: IPC vs JPC

Reservas en Batería IPC (kW)



Reservas en Batería JPC (kW)



IPC vs JPC ($\kappa = 23$).100 Simulaciones: $r_t^{b^-} + \xi_t - \delta_t$ 100 Simulaciones: $r_t^{b^-} + \xi_t - \delta_t$ 

$$\mathbb{P}(r_\tau^{b^-} + \xi_\tau - \delta_\tau \geq 0) \geq p \quad \forall \tau \in \{1, \dots, 24\}.$$

$$\mathbb{P}(r_t^{b^-} + \xi_t - \delta_t \geq 0 \quad \forall t \in \{\tau, \tau + 1, \dots, \tau + \kappa\}) \geq p$$

Comparación de Enfoques

Estrategia de Optimización	Beneficio	Tipo	Tiempo de Ejecución
Determinista	61.95	Lineal	0.34 s
IPC	61.23	Lineal	0.38 s
JPC	57.17	No lineal	5.56 min

Cálculo de las Restricciones Probabilísticas Conjuntas

Sea ξ un vector aleatorio de dimensión m que admite una densidad, denotada f_ξ , con respecto a la medida de Lebesgue λ_m .

$$\varphi(x) = \int_{\{z \in \mathbb{R}^m: g(x, z) \leq 0\}} f_\xi(z) d\lambda_m(z),$$

Algunos enfoques: Programación no lineal (van Ackooij y Henrion 2014, Grandon y Henrion 2017, Hantoute 2019)

- Es necesario calcular los valores de φ y $\nabla \varphi$

Cálculo de las Restricciones Probabilísticas Conjuntas

Sea ξ un vector aleatorio de dimensión m que admite una densidad, denotada f_ξ , con respecto a la medida de Lebesgue λ_m .

$$\varphi(x) = \int_{\{z \in \mathbb{R}^m: g(x, z) \leq 0\}} f_\xi(z) d\lambda_m(z),$$

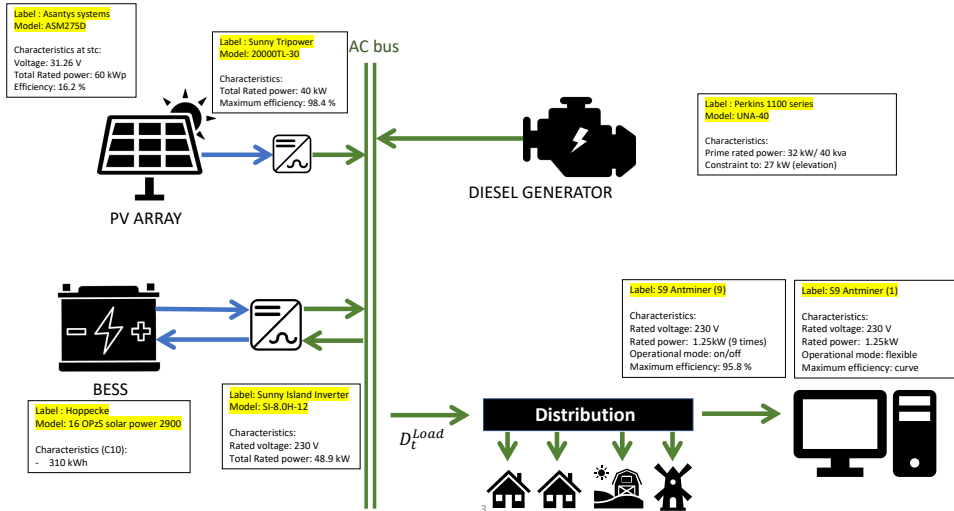
Algunos enfoques: Programación no lineal (van Ackooij y Henrion 2014, Grandon y Henrion 2017, Hantoute 2019)

- Es necesario calcular los valores de φ y $\nabla\varphi$
- Usar algoritmos para problemas de optimización no lineal y (no) convexa.

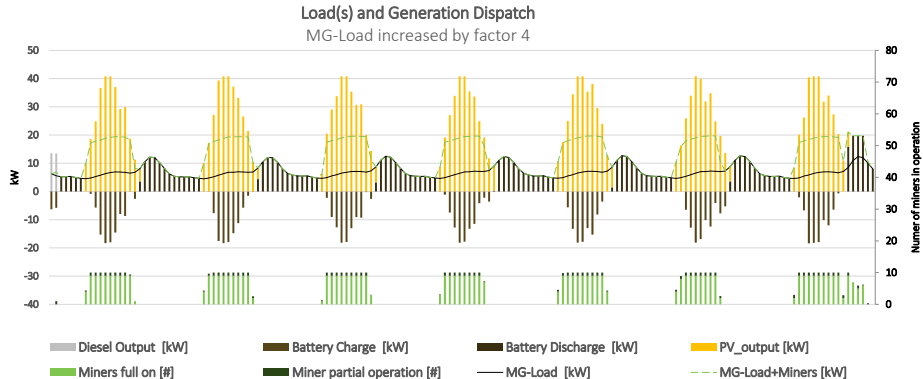
Contenido

- 1 Problema de la Gestión de Mini-redes
- 2 Herramientas de Optimización
- 3 Modelos Matemáticos
- 4 Resultados Numéricos
- 5 Proyecto Piloto**
- 6 Próximos Pasos

Chifule, Tanzania



Despacho según Restricciones Probabilísticas con Minería de Bitcoin



Inputs

- Load increased by factor 4
- One week simulation (168 time steps)

Results

- Load is still too low for system design, battery is never fully charged as there is no need for
- Miners are running only during day time

Resumen

- 1) Resolvimos el problema de operación de una MG en el contexto de África subsahariana mediante dos metodologías.
- 2) 3 de las 4 incertidumbres pudieron abordarse mediante IPC.
- 3) Las 4 incertidumbres se abordaron mediante JPC.
- 4) Las presuposiciones sobre los errores de predicción nos permitieron obtener soluciones globales.
- 5) Es la primera vez que estas metodologías se usan en el problema de gestión de las MG.

Restricciones probabilísticas conjuntas vs. individuales

$$\mathbb{P}(g_i(x, \xi) \geq 0 \quad (i = 1, \dots, s)) = \int_{\{z: g_i(x, z) \geq 0 \quad \forall i\}} f_\xi(z) d\lambda_\xi$$

con f_ξ la función de densidad continua y λ_ξ la medida de Lebesgue de la densidad.

Necesitamos calcular esta integral multidimensional y su gradiente

$$\varphi_\xi, \quad \nabla \varphi_\xi$$

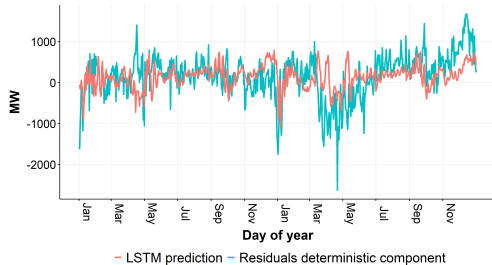
Contenido

- 1 Problema de la Gestión de Mini-redes
- 2 Herramientas de Optimización
- 3 Modelos Matemáticos
- 4 Resultados Numéricos
- 5 Proyecto Piloto
- 6 Próximos Pasos**

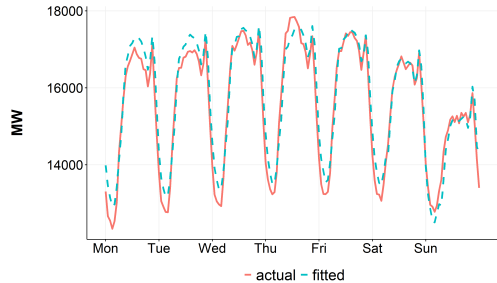
Próximo Paso: 1. Pronóstico con métodos híbridos (Grandón et al., 2021)

Nuevo modelo híbrido para el pronóstico de la demanda eléctrica nacional. Integra regresores macroeconómicos, demográficos, de temperatura y de calendario para describir la estructura subyacente, y redes LSTM de “caja negra” basadas en reconocimiento de patrones para modelar los residuos.

LSTM mid-term residual prediction for 2019 and 2020

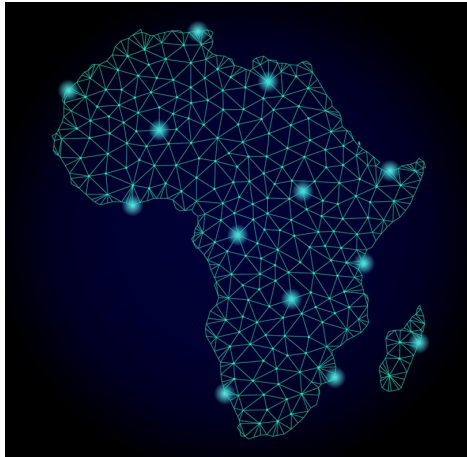


Forecast 17.-23.06.2019



Conclusión

Nuestra investigación inter- y transdisciplinaria puede ayudar a África subsahariana a hacer crecer sus “venas de electricidad” mediante un enfoque descentralizado.



Referencias I

- [1] A. Prékopa, **On probabilistic constrained programming** in Proceedings of the Princeton Symposium on Math. Prog. (H. Kuhn, ed.), vol. 28, pp. 113-138, 1970
- [2] T. González Grandón, F. de Cuadra García, I. Pérez-Arriaga. **A Market-Driven Management Model for Renewable-Powered Undergrid Mini-Grids**. Energies 2021, 14, 7881.
- [3] T. González Grandón, R. Henrion, and P. Pérez-Aros, **Dynamic probabilistic constraints under continuous random distributions with applications to a hydro-power optimization model**. (2020). Math. Program.
- [4] T. Gonzalez Grandon, J. Schwenzer, T. Steens, J. Breuing **Electricity demand forecasting with hybrid statistical and machine learning algorithms: case study of Ukraine**.(2022)
- [5] T. Gonzalez Grandon, H. Heitsch and R. Henrion **A joint model of probabilistic /robust constraints for gas transport management in stationary networks**, Computational Management Science, 14 (2017) 443-460.

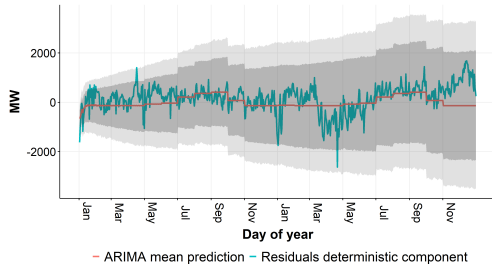
Referencias II

- [6] W. Van Ackooij and R. Henrion, **Gradient formulae for nonlinear probabilistic constraints with Gaussian and Gaussian-like distributions**. SIAM Journal on Optimization, 24 (2014) 1864-1889.
- [7] W. Van Ackooij and R. Henrion, **(Sub-) Gradient formulae for probability functions of random inequality systems under Gaussian distribution**. SIAM/ASA J. Uncertainty Quantification, 5 (2017) 63-87.
- [8] W. Van Ackooij and P. Pérez-Aros, **Gradient formulae for nonlinear probabilistic constraints with non-convex quadratic forms**. J. Optim. Theory Appl. 185, 239-269 (2020).
- [9] A. Hantoute, R. Henrion and P. Pérez-Aros, **Subdifferential characterization of probability functions under Gaussian distribution**. Mathematical Programming, 174 (2019).
- [10] https://www.nasa.gov/topics/earth/earthday/gall_earth_night.html
- [11] <https://openinframap.org>
- [12] <https://www.vectorstock.com/royalty-free-vector/polygonal-wire-frame-mesh-map-of-africa-with-light-vector-22999792>

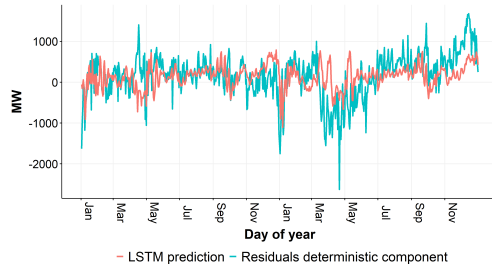
Próximo Paso: 1. Pronóstico con métodos híbridos

Nueva metodología: integra regresores de temperatura y de calendario para describir la estructura subyacente, y redes LSTM de “caja negra” basadas en reconocimiento de patrones para modelar los residuos.

ARIMA mid-term residual prediction for 2019 and 2020



LSTM mid-term residual prediction for 2019 and 2020



Próximo Paso: 2. Restricciones Probabilísticas Dinámicas

En el marco anterior de JPC, la variable de decisión x se elige antes de conocer la realización de ξ .

JPC es un **proceso de decisión estático**: $x_1, \dots, x_T \rightarrow \xi_1, \xi_2, \dots, \xi_T$.

En el caso dinámico, las incógnitas son políticas de decisión (funciones):

$$x = (x_1, x_2(\xi_1), x_3(\xi_1, \xi_2), \dots, x_T(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_{T-1})).$$

Restricción Probabilística Dinámica (Grandón, 2020):

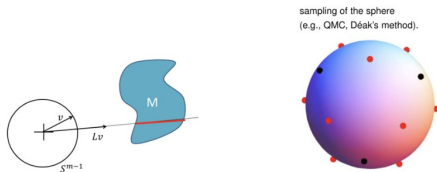
$$\mathbb{P}(g((x_1, x_2(\xi_1), x_3(\xi_1, \xi_2), \dots, x_T(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_{T-1})), \xi_1, \xi_2, \dots, \xi_T) \leq 0) \geq p$$

Descomposición Esférico-Radial

Sea $M := \{b \in \mathbb{R}^d : g(x, b) \geq 0\}$ y sea $\xi \sim \mathcal{N}(0, R)$ con $R = LL^T$. Entonces calculamos

$$\mathbb{P}(\xi \in M) = \int_{v \in S^{d-1}} \mu_\eta\{r \geq 0 : \hat{g}_l(x, rLv) \geq 0 \mid l = 0, \dots, n+1.\} d\mu_v(v)$$

donde μ_η, μ_v son las leyes de $\eta \sim \chi(d)$ y de la distribución uniforme sobre S^{d-1} .

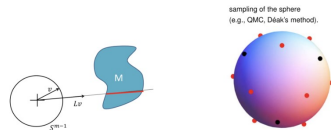


Descomposición Esférico-Radial

La descomposición esférico-radial es una representación de φ en coordenadas polares, más adecuada para densidades específicas.

$$z \rightarrow rLv + \mu$$

- r tiene una densidad unidimensional
- v tiene distribución uniforme sobre $\mathbb{S}^{m-1}$
- L es una matriz que depende de la distribución de ξ
- μ es la media de ξ .



$$\varphi(x) = \int_{v \in \mathbb{S}^{m-1}} \left(\frac{2\pi^{\frac{m}{2}} |\det(L)|}{\Gamma(\frac{m}{2})} \int_{\{r \geq 0: g(x, rLv + \mu) \leq 0\}} r^{m-1} f_{\xi}(rLv + \mu) dr \right) d\sigma(v)$$


Beneficio Esperado con JPC

Se maximiza el beneficio esperado del operador con κ :

Función Objetivo

$$\begin{aligned} \text{máx} \quad & \sum_{t=1}^T \left(p_D \cdot D_t - c_{b,t} \cdot (b_t^+ - b_t^-) \right) \Delta t + \\ & \frac{1}{T} \sum_{\tau=1}^{T-\kappa} \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq \tau, \dots, \tau+\kappa}}^T \left(p_{g,t} \cdot g_t^- - c_{g,t} \cdot g_t^+ \right) \Delta t. \end{aligned}$$

D_t es el pronóstico de demanda en t [kW]

c_i es el coste marginal de la unidad i [€/kWh]

p_i es el precio de la unidad i [€/kWh]

$b_t^{+/-}$ es la carga/descarga de la batería en t [kW].

$g_t^{+/-}$ es la electricidad importada/exportada [kW].