



Planificación Eléctrica de Redes de Distribución Inteligentes con DERs y Nuevas Tecnologías

PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

Módulo 3:

Simulación y Herramientas para apoyar la PE

2da Parte: Confiabilidad y Hosting Capacity

Contenido

1. Evaluación de la Confiabilidad
2. Hosting Capacity



PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

1. Evaluación de la Confiabilidad

Capacidad proveer electricidad de forma continua (sin interrupciones) y segura (capaz de soportar perturbaciones imprevistas)

Técnicamente existen dos maneras de evaluar confiabilidad en un SD:

- *Análisis Histórico*: usado como herramienta para evaluar performance en base a datos de fallas históricas registradas en el sistema
- *Análisis Predictivo*: objetivo cuantificar el nivel confiabilidad que se espera SD tenga a futuro, basándose en modelos que puedan predecir probabilísticamente ocurrencia de fallas futuras y sus consecuencias

Matemáticamente existen principalmente dos métodos para evaluar confiabilidad:

- *Métodos Simulativos*: estiman índices mediante procesos de simulación del comportamiento estocástico de componentes red, simulando funcionamiento real

El más conocido es el método de Monte Carlo. La red se puede modelar con gran exactitud, pero requiere elevados tiempos de cálculo computacional

- *Métodos Analíticos*: representan red mediante un modelo matemático y evalúan índices usando soluciones numéricas directas, en tiempos computacionales relativamente cortos

Estos pueden ser divididos en modelamientos de Markov y de Redes, siendo este último el más empleado en confiabilidad de redes de distribución

Estadísticas muestran que, dentro sistema completo suministro energía eléctrica, *fallas en distribución son responsables aprox. 80% interrupciones usuarios finales*

Los estudios de confiabilidad en general se llevan a cabo en forma separada para los principales subsistemas de red distribución:

1. AT o Subtransmisión
2. MT o Distribución Primaria
3. BT o Distribución Secundaria

Conforme a reglamentaciones, en general, para cálculo de índices confiabilidad individuales por usuario se consideran todas interrupciones mayores a tres minutos cualquiera sea su causa, con excepción de aquellas originadas por causas fortuitas o de fuerza mayor o debidas a cortes solicitados por usuarios

Si en el período de análisis (usualmente anual), algún usuario sufriera más cortes que los estipulados y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, *la distribuidora es penalizada de forma proporcional a la ENS valorizada al CENS (costo de la energía no suministrada)*

Para ello, se considera habitualmente el tiempo en que usuario no tuvo servicio por encima de límites establecidos. Pero en estudios de planificación de expansión, se puede adoptar la hipótesis de valorar toda la ENS como indicador de confiabilidad

Para Redes de Distribución, en general, entre indicadores primarios se encuentran:

1. **Tasa promedio de fallas λ :** indica las veces, que en promedio, un tramo o elemento "i" de red se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección, provocando la indisponibilidad del elemento en cuestión
2. **Tiempo promedio de restauración R:** tiempo total de interrupción de un elemento "i" fallado de la red, necesario para restablecer el servicio eléctrico normal. Es el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito hasta la re-energización del mismo
3. **Indisponibilidad promedio U:** duración total de interrupción del suministro del nodo o elemento "i". Se obtiene como la multiplicación de λ por su duración promedio (R)

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \quad ; \quad R_s = \sum R_i \quad ; \quad U_i = \lambda_i \cdot R_i \quad ; \quad U_s = \sum U_i = \sum \lambda_i \cdot R_i$$

Donde "s" corresponde al sistema o red en estudio

Para realizar la evaluación de parámetros confiabilidad para consumidores y también para el sistema, se modela la red a través de una descripción topológica de tramos (o zonas), separados por aparatos de protección y/o maniobra (APM)

Índices Orientados al Consumidor (indicando severidad de fallas):

Se calculan para un sistema o red en conjunto y para un tiempo dado (usualmente anual)

- **Frecuencia media de interrupción del sistema:** número medio de interrupciones por consumidor y por unidad de tiempo:

$$SAIFI = \frac{\text{número total de consumidores interrumpidos}}{\text{número total de consumidores en el sistema}} = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad [\text{interrupciones/año}]$$

- **Duración media de interrupción del sistema:** duración media de interrupción por consumidor y por unidad de tiempo:

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duraciones de interrupciones a consumidores}}{\text{número total de consumidores en el sistema}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad [\text{horas/año}]$$

Índices Orientados a la Carga (referidos a la demanda interrumpida):

Se definen utilizando la carga media (La) conectada por nodo o elemento “i” de red en estudio

$$La_i = \frac{\text{energía total demandada en el período de interés}}{\text{período o tiempo de interés}} = \frac{Ed}{t}$$

Un indicador de gran interés, dado que tiene una connotación de pérdida, es:

- **Índice de Energía No Suministrada (ENS):** $ENS = \sum La_i \cdot U_i \quad [\text{MWh/año}]$

Método Modos Falla y Análisis Efectos (FMEA - Failure Mode and Effect Analysis)

Método analítico de modelamiento de redes, desarrollado por R. Billinton @1996, que consiste en determinar el estado de todos elementos del modelo red, cuando cada uno de ellos presenta una falla

Caracterización de Elementos

Para cada tramo o elemento de red “i” es caracterizado por siguientes indicadores:

1. *Tasa de fallas λ* : veces que un elemento de red se ve sometido a alguna falla
2. *Tiempo de restauración T_r* : tiempo total de interrupción de un elemento fallado
3. *Tiempo de switching T_s* : tiempo para localizar elemento fallado y realizar maniobras en propio alimentador, necesarias para aislar falla y restablecer servicio a tramos donde sea posible
4. *Tiempo de transferencia T_t* : tiempo para realizar maniobras necesarias para transferir carga a alimentadores vecinos, y restablecer el servicio a tramos donde sea posible, incluye tiempo para localizar elemento fallado

En redes de distribución aérea, entre 50% y 80% fallas son transitorias. Como interesa son las fallas que obligan a dejar sin servicio un tramo o zona de red, entonces la *tasa fallas λ de líneas ubicadas aguas abajo de un reconector cambia por una tasa prima de fallas λ'* que tiene en cuenta la “probabilidad ψ de que la falla sea de carácter transitorio”:

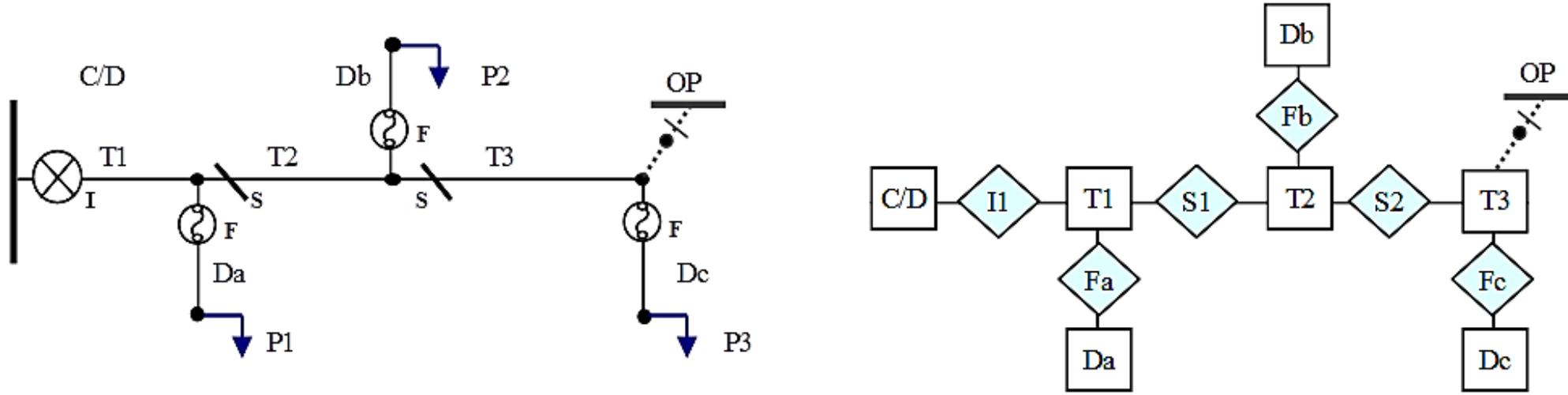
$$\psi = \lambda_{\text{transitoria}} / \lambda \quad \gg \gg \quad \lambda' = \lambda \cdot (1 - \psi) \quad ; \quad \text{E.g., si el valor de } \psi \text{ es de 70\%: } \lambda' = \lambda \cdot 0.30$$

Clasificación de Estados de los Elementos

En función de APM existentes, así como de posibles alternativas de alimentación, cada elemento de red tendrá un comportamiento dado ante una falla en sí mismo o en otro elemento de la red. Este comportamiento define el estado de los elementos ante una falla:

- 1. Normal (N):** el estado de un tramo “j” se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en otro elemento “i” del mismo alimentador.
- 2. Irrestablecible (I):** son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla en sí mismos y todos aquellos que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación.
- 3. Restablecible (R):** el estado de un tramo “j” se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad antes de reparar el elemento “i” fallado en el mismo alimentador, aislando “i” mediante algún APM.
- 4. Transferible (T):** un tramo “j” será transferible cuando exista alguna alternativa para re-energizarlo, transfiriendo carga a alimentadores vecinos, antes de reparar el elemento “i” en falla del mismo alimentador que “j”.

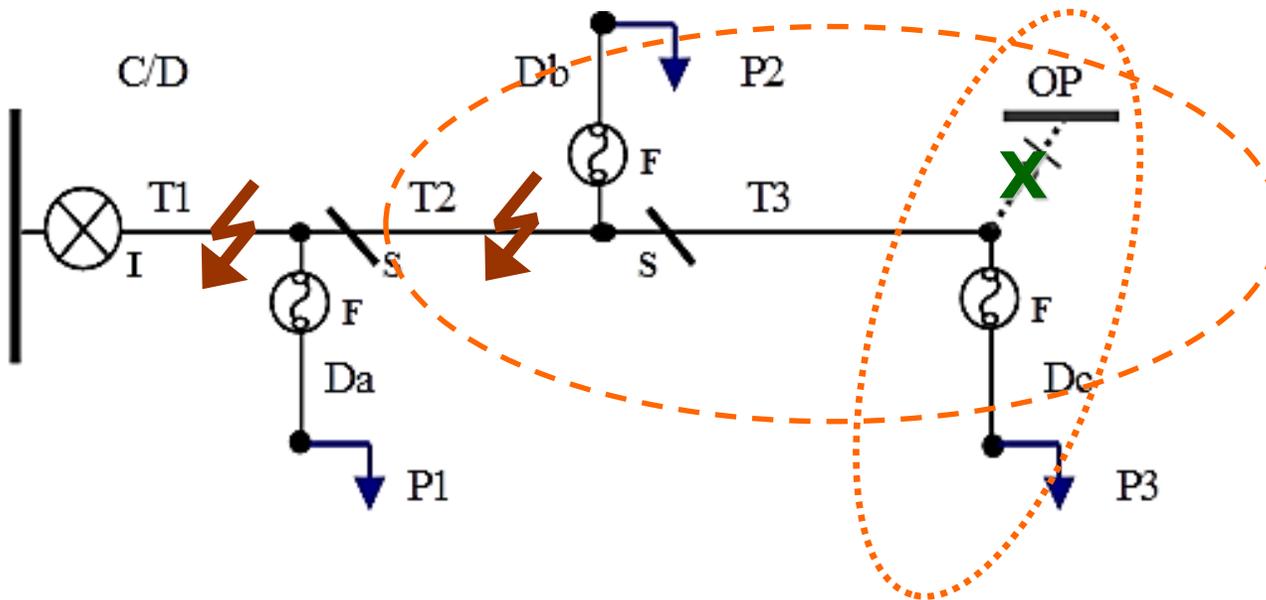
E.g. Sistema radial con posibilidad de reconfiguración mediante un open point (OP) en T3, empleando Interruptor (I) y Seccionadores (S) en troncal, y Fusibles (F) en derivaciones.



Datos Conf.	λ_i [f/km]	T_{r_i} [hs]	T_{s_i} [hs]	T_{t_i} [hs]	Datos Líneas	λ_i [f/a]	T_{r_i} [h]	T_{s_i} [h]	T_{t_i} [hs]	$P_{Dem.}$	N_i	La_i [kW]	
Troncal:	0.10	3	0.5	1.0	Troncal:					P1	250	500	
Derivaciones:	0.25	1	-	-	T1	2 km	0.20	3.0	0.5	1.0	P2	100	300
					T2	3 km	0.30	3.0	0.5	1.0	P3	50	200
					T3	1 km	0.10	3.0	0.5	1.0	Σ	400	1000
					Derivaciones:								
					Da	3 km	0.75	1.0	-	-			
					Db	2 km	0.50	1.0	-	-			
					Dc	1 km	0.25	1.0	-	-			

Estado	Interr.	T interr.
N: Normal	0	0
R: Restablecible	λ	T_s
I: Irrestablecible	λ	T_r
T: Transferible	λ	T_t

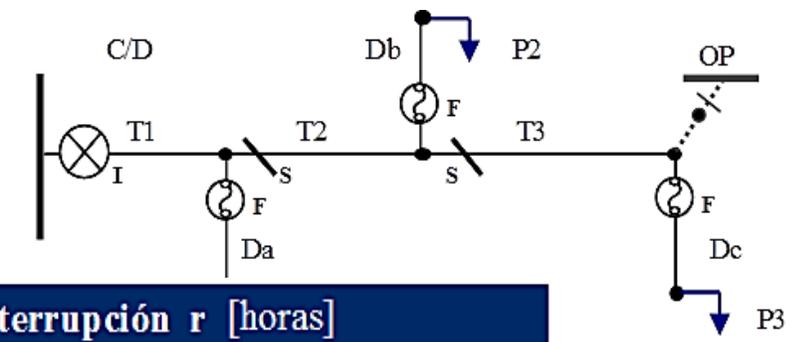
Matriz de Estado Elementos ante Fallas



FM \ EA	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1		X		X		
T2						
T3						
Da						
Db						
Dc						

Cabe destacar que, no siempre es factible transferir toda la carga a otro alimentador, porque puede existir alguna restricción como, por ejemplo, que la falla ocurre durante horas de punta o porque el alimentador por el cual la carga está siendo transferida tiene capacidad limitada.

Método FMEA, e.g. cálculo...



*** Matriz de Estados E**

Falla\Efec.	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	I	T	T	I	T	T
T2	R	I	T	R	I	T
T3	R	R	I	R	R	I
Da	N	N	N	I	N	N
Db	N	N	N	N	I	N
Dc	N	N	N	N	N	I

*** Matriz de Tiempos de interrupción r [horas]**

Falla\Efec.	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	3.0	1.0	1.0	3.0	1.0	1.0
T2	0.5	3.0	1.0	0.5	3.0	1.0
T3	0.5	0.5	3.0	0.5	0.5	3.0
Da	0	0	0	1.0	0	0
Db	0	0	0	0	1.0	0
Dc	0	0	0	0	0	1.0

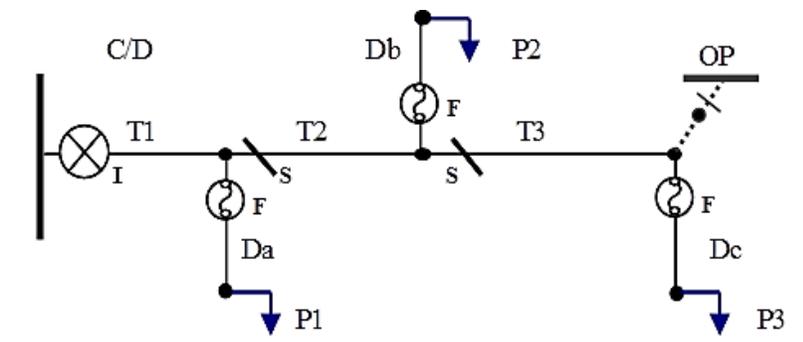
*** Matriz de Tasas de Falla λ [fallas/año]**

Falla\Efec.	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
T2	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
T3	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Da	0	0	0	0.75	0	0
Db	0	0	0	0	0.50	0
Dc	0	0	0	0	0	0.25
Σ	0.60	0.60	0.60	1.35	1.10	0.85

*** Matriz de Indisponibilidad U [horas/año]**

Falla\Efec.	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	0.60	0.20	0.20	0.60	0.20	0.20
T2	0.15	0.90	0.30	0.15	0.90	0.30
T3	0.05	0.05	0.30	0.05	0.05	0.30
Da	0	0	0	0.75	0	0
Db	0	0	0	0	0.50	0
Dc	0	0	0	0	0	0.25
Σ	0.80	1.15	0.80	1.55	1.65	1.05

Método FMEA, e.g. cálculo...



	$\lambda_j = \sum \lambda_i$ [interr./año]	$U_j = \sum \lambda_i \cdot r_i$ [horas/año]	$r_j = U_j / \lambda_j$ [horas]
T1	0.60	0.80	1.33
T2	0.60	1.15	1.92
T3	0.60	0.80	1.33
Da	1.35	1.55	1.15
Db	1.10	1.65	1.50
Dc	0.85	1.05	1.24

Nodo Carga	λ_j	U_j	r_j
P1 \equiv (Da)	1.35	1.55	1.15
P2 \equiv (Db)	1.10	1.65	1.50
P3 \equiv (Dc)	0.85	1.05	1.24

SAIFI = $(\sum \lambda_j \cdot N_j) / \sum N_j =$ **1.225** [interr./año]
SAIDI = $(\sum U_j \cdot N_j) / \sum N_j =$ **1.513** [horas/año]
ENS = $\sum U_j \cdot L_{aj} =$ **1.480** [MWh/año]

- M. Samper, M. Arias, D. Ojeda, and A. Vargas: “Assessing the Quality of Service in Radial Distribution Networks”; *2010 IEEE/PES T&D Latin America, São Paulo - Brasil, Nov 2010*.
- GOLD BOOK IEEE, IEEE Std. 493-2007 (Revision of IEEE Std. 493-1997): “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”.
- H. Falaghi, et al.: “Fault Indicators Effects on Distribution Reliability Indices”; *CIREN 2005, 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005*.
- R. Brown: “Electric Power Distribution Reliability”; New York: Marcel Dekker, 2002.
- EPRI: “A Review of the Reliability of Electric Distribution System Components: EPRI White Paper”; Dec 2001.
- R. Brown, J. Ochoa: “Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation”; *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, May 1998.
- R. Billinton, R. Allan: “Reliability Evaluation of Power Systems”; Plenum Press. New York and London, 2nd Edition, 1996.

Table 3-1
Summary of Failure Data

“A Review of the Reliability of Electric Distribution System Components: EPRI White Paper”; Dec 2001.

Component	Failures/year		
	Low	High	10 to 30yr Multiple
Busbars	1.50E-03	1.10E-02	NA
Overhead conductor (per mile)	1.22E-02	1.80E+00	1.3
Underground cable (per mile)	7.35E-04	4.50E-01	2.7
Underground splices	1.00E-04	2.10E-03	6.5
Elbows	1.90E-04	1.50E-03	2.2
Capacitor Banks	8.50E-03	1.74E-01	21.4
Wooden Poles (one value)	3.34E-05	3.34E-05	38.3
Switches	1.50E-04	1.60E-01	3.1
Circuit breakers	2.00E-04	3.60E-02	1.2
Recloser	1.44E-03	1.50E-02	1.3
Fuses	8.70E-04	4.50E-03	1.0
Substation Transformers	1.50E-02	7.00E-02	NA

TABLE 1- Reliability data for distribution feeder

Section Number	Length [km]	Failure Rate [f/yr.km]	Repair Time [h]	Switching Time [h]
1	0.42	1.49	1.5	0.5
2	0.25	1.49	1.5	0.5
3	0.294	1.49	1.5	0.5
4	0.411	1.49	1.5	0.5
5	0.190	1.49	1.5	0.5

H. Falaghi, et al.: “Fault Indicators Effects on Distribution Reliability Indices”; *CIRED 2005*

Table 10-2—Summary of optional failure rate and average, and median downtime per failure, for all electrical equipment surveyed (continued)

Equipment	Equipment subclass	Failure rate (failures per unit-year)	Actual hours of downtime per failure	
			Industry average	Median plant average
Switchgear bus— Indoor and outdoor ^e	Insulated: 601 V to 15000 V	0.001129	261.0	28.0
	Bare: 0 to 600 V	0.000802	550.0	27.0
	Bare: Above 600 V	0.001917	17.3	36.0
Bus duct Indoor and outdoor (unit = 1 circuit ft) Open wire (unit = 1000 circuit ft)	All voltages	0.000125	128.0	9.5
	15 000 V	0.01890	42.5	4.0
	Above 15 000 V	0.00750	17.5	12.0
Cable—All types of insulation (unit = 1000 circuit ft) ^f	Aboveground and aerial 0 to 600 V	0.001410	457.0	10.5
	601 V to 15 000 V—All In trays aboveground	0.014100	40.4 ^d	6.9
	In conduit aboveground	0.009230	8.9	8.0
	Aerial cable	0.049180	140.0	47.5
	Belowground and direct burial	0.014370	31.6	5.3
	0 to 600 V	0.003880	15.0	24.0
	601 V to 15 000 V—All In duct or conduit	0.006170	95.5 ^d	35.0
	Above 15000 V	0.006130	96.8	35.0
		0.003360	16.0	16.0

CIRCUIT NAME	TOTAL CUSTOMERS	CIRCUIT MILES	% OH	% UG	HFTD	3 YR AVG MAINLINE OUTAGES	3 YR AVG AIFI
WHEELER RIDGE-1101	345	68	99	1	1	7	4.24
GARBERVILLE-1101*	1281	165	98	2	1 & 2	13	4.12
LOS GATOS-1106*	1606	74	96	4	2 & 3	8	3.89
ELK CREEK-1101	917	182	99	1	1 & 2	7	3.87
PARADISE-1103	611	24	37	63	1 & 3	3	3.81
WILLOW CREEK-1101	783	61	93	7	1, 2 & 3	6	3.73
ALPINE-1101*	280	8	12	88	1	4	3.73
BEN LOMOND-0401	759	22	95	5	3	4	3.66
CALISTOGA-1101	1658	124	91	9	1, 2 & 3	9	3.62
WEBER-1105	2616	19	84	16	1	4	3.54

Pacific Gas and Electric Company (PGE):
“2020 Annual Electric Reliability Report”

AIFI: Annual Interruption Failure Index



PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

2. Hosting Capacity

Capacidad de inserción (Hosting Capacity, HC): Capacidad máxima de algún tipo de DER, en general GD, que se puede instalar en la red sin afectar negativamente la seguridad, la calidad, la confiabilidad y otros criterios operativos y sin realizar inversiones en la infraestructura

Mapas de HC: Indica como varía la HC en cada segmento del alimentador mediante el uso de colores

Las incertidumbres que afectan directamente al desempeño de los parámetros de la red son:

- ✓ Cantidad de nodos con GD instalada
- ✓ Capacidad de las unidades de generación
- ✓ Ubicación de la GD en la red (su dispersión)
- ✓ Cuándo se prevé se instalen/ desplieguen
- ✓ Estaciones climáticas del año, variaciones en los perfiles de operación/generación
- ✓ Variabilidad en los perfiles de demanda y crecimiento de los usuarios de la red

Simulaciones Sistemáticas

Consiste en sistematizar el proceso de simulación de flujos de potencia estableciendo indicadores de evaluación y límites de operación

Se evalúan indicadores (parámetros de desempeño) de toda la red cada vez que se establezca un nuevo valor de DER/GD y se compara con sus límites operacionales

Este método permite incluir incertidumbres en la simulación de flujo de potencia

En general, dos métodos:

- **Método iterativo:** Modela directamente DER/GD en la red para identificar limitaciones de HC. Se ejecutan las simulaciones del flujo de potencia en forma iterativa en cada nodo del sistema hasta que se identifica una violación de los indicadores de desempeño
- **Método estocástico:** Comienza con un modelo del sistema de distribución existente, luego, se agregan las unidades de DER/GD de diferentes tamaños en un alimentador en ubicaciones seleccionadas al azar, y se evalúan los parámetros para determinar cualquier efecto adverso

Indicadores de Desempeño y Límites Admisibles de HC

	ÍNDICES	NORMA/CRITERIO	LÍMITES e.g.
1	Análisis de tensión	ANSI C84.1-2016 V	$0,95 < V_{pu} < 1,05$
2	Sobrecarga térmica	Cargabilidad (límites térmicos)	$80\% I_{Emerg}$
3	Pérdidas en la red	Depende del nivel de tensión	% (<3%)

Adicional de límites operacionales, cada nodo individualmente presenta un **límite de capacidad inserción**

E.g., para una red de 100 nodos con capacidad individual de 1kW, es decir 100 kW en total, se pretende:

- 1. Distribuir el 18%** de capacidad red (18 kW) en 20 nodos. Cada nodo albergaría solo el 90% de su capacidad individual (0,90kW); es decir que cada nodo tiene aún una capacidad libre de 10%
- 2. Distribuir el 20%** de capacidad red (20 kW) en 20 nodos. En este caso bastaría con inyectar 1kW a cada nodo y todos los nodos se saturarían con el 100% de su capacidad
- 3. Distribuir el 22%** de capacidad red (22 kW) en 20 nodos. El valor teórico de cada nodo sería del 110%; sin embargo, los nodos se limitan al 100% de su capacidad individual. En este caso, se podría distribuir únicamente el 20% en los 20 nodos, el 2% restante no sería posible distribuirlo

Utilizando **OpenDSS & Python**, se desarrolló algoritmo de evaluación de HC, en particular para GD solar

❖ Proceso **sistemático estocástico**

❖ **Simulación de incertidumbre** en curvas de carga y de generación

OpenDSS dispone de varios métodos de simulación estocástica (Montecarlo) con diferentes enfoques de análisis. En particular, en el modo M3 el algoritmo opera añadiendo incertidumbre en la curva de demanda/ generación

Por ejemplo: $N=10$, hora=15:00; con N número de casos a simular

Posiciona las variables de la red para resolver el flujo de potencia a las 15:00 (todos los perfiles cargas y gen). La “potencia localizada” para aquella hora se afecta con un “valor aleatorio independiente” para cada carga y generador. Resuelve 10 veces el flujo de potencia variando en cada paso el valor de la potencia parametrizada

❖ **Ubicación de la GD** (PVSystem) en la red

Cada nodo de carga a instalar GD tiene una ubicación fija y todas las ubicaciones tienen la misma probabilidad a ser seleccionadas. En el listado de nodos totales, se seleccionarán los nodos al azar, a estos nodos se afectarían al nivel de penetración de GD (%) a una tasa elegida por el operador hasta alcanzar la capacidad máxima del nodo/ carga

Nota: se puede preseleccionar “manual” los nodos a instalar GD

❖ Evaluación de índices de desempeño: corriente, tensión y pérdidas

Se evalúan los índices para los N casos de Montecarlo, en horario típico solar de 08:00 a 20:00

Al evaluar corriente y tensión en sus límites operacionales se convierten en una distribución binomial en el que cada elemento (nodo y/o línea) tienen la probabilidad de “violación” o “no violación”, dependiendo del desempeño de sus parámetros

En el procedimiento de evaluación se agrupan dichos elementos y se contabilizan el número de éxitos en una secuencia en ensayos, en toda la red, hora a hora “t” en los N casos:

$$P(\text{violación}) = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{N=1}^N \text{casos probables}}{T * N}$$

Las pérdidas se evalúan como valores medios en los N casos. Los resultados de cada serie de simulación (# horas) forman una curva de pérdidas de potencia, en cuya área integrada dividido en N representan las pérdidas medias de energía

Designación: [Nro. Barra; Potencia GD (kW)]

Inserción GD	PVSys1	PVSys2	PVSys3	PVSys4	PVSys5
10%	1; 174,0	2; 168,0	3; 178,0	4; 135,0	5; 176,0
20%	1; 348,0	2; 348,0	3; 357,0	4; 271,0	5; 335,0
30%	1; 508,0	2; 520,0	3; 526,0	4; 397,0	5; 528,0
50%	1; 837,0	2; 829,0	3; 866,0	4; 675,0	5; 870,9

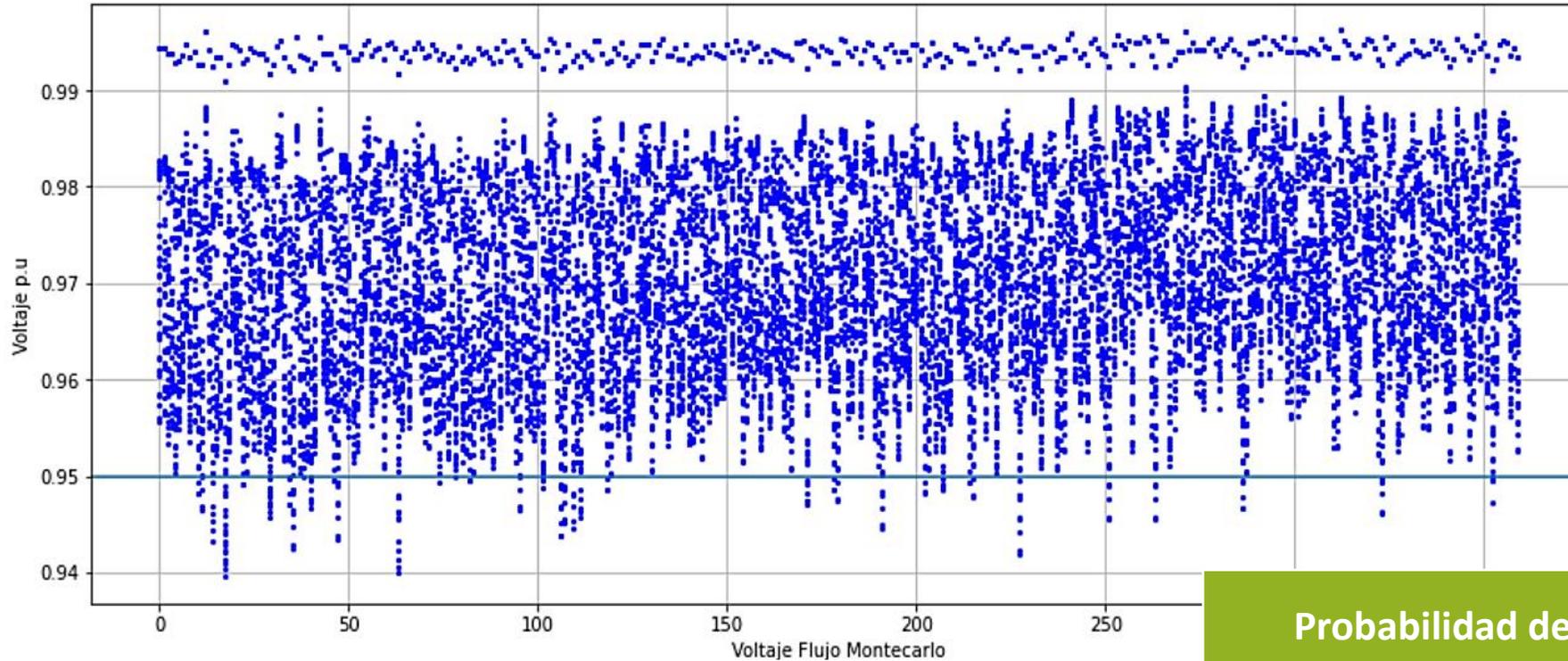
Resultados de la distribución estocástica de los PVSystem [%]

Inserción GD	PVSys1	PVSys2	PVSys3	PVSys4	PVSys5
10%	20,12%	19,49%	20,55%	20,11%	20,27%
20%	40,20%	40,24%	41,22%	40,26%	38,56%
30%	58,61%	60,08%	60,77%	58,90%	60,69%
50%	96,57%	95,71%	100,00%	100,00%	100,00%

Pérdidas

Inserción GD	kWh
10%	325,2
20%	289,7
30%	254,3
50%	177,5

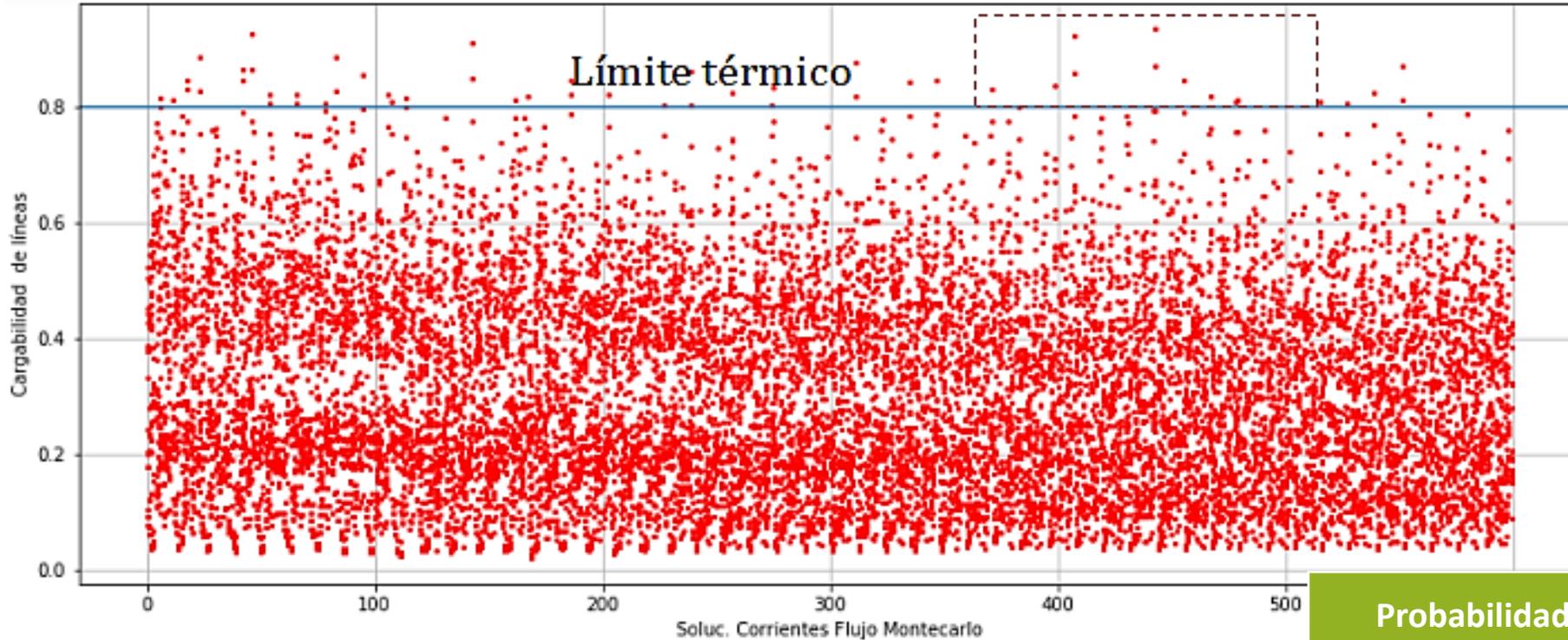
Resultados de **voltaje** en las barras de los N Casos Montecarlo



Probabilidad de violación de tensión en nodos

Inserción GD	sourcebus	n1	n5	n10
10%	0,00%	4,60%	2,10%	5,70%
20%	0,00%	1,10%	0,90%	2,90%
30%	0,00%	0,50%	0,10%	1,70%
50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%

Resultados de corrientes por las líneas de los N casos Montecarlo



Probabilidad de violación de capacidad líneas

Inserción GD	a_b	a_f	f_g	j_k
10%	11,67%	5,83%	1,20%	0,00%
20%	5,00%	3,33%	0,80%	0,00%
30%	4,17%	1,67%	0,05%	0,00%
50%	3,33%	0,83%	0,00%	0,00%

-SUMARIO DE RESULTADOS-

DateTime=11/6/2022 12:37:32

CaseName= 01_Max2032_30

Status= SOLVED

Mode= Snap

Number= 1

LoadMult= 1.000

NumDevices= 34

NumBuses= 15

NumNodes= 39

Iterations= 5

ControlMode= STATIC

ControlIterations= 1

MostIterationsDone= 5

Year= 0

Hour= 0

MaxPuVoltage= 1.0239

MinPuVoltage= 0.87317

TotalMW= 3.28957

TotalMvar= 2.055018

MWLosses= 0.155855

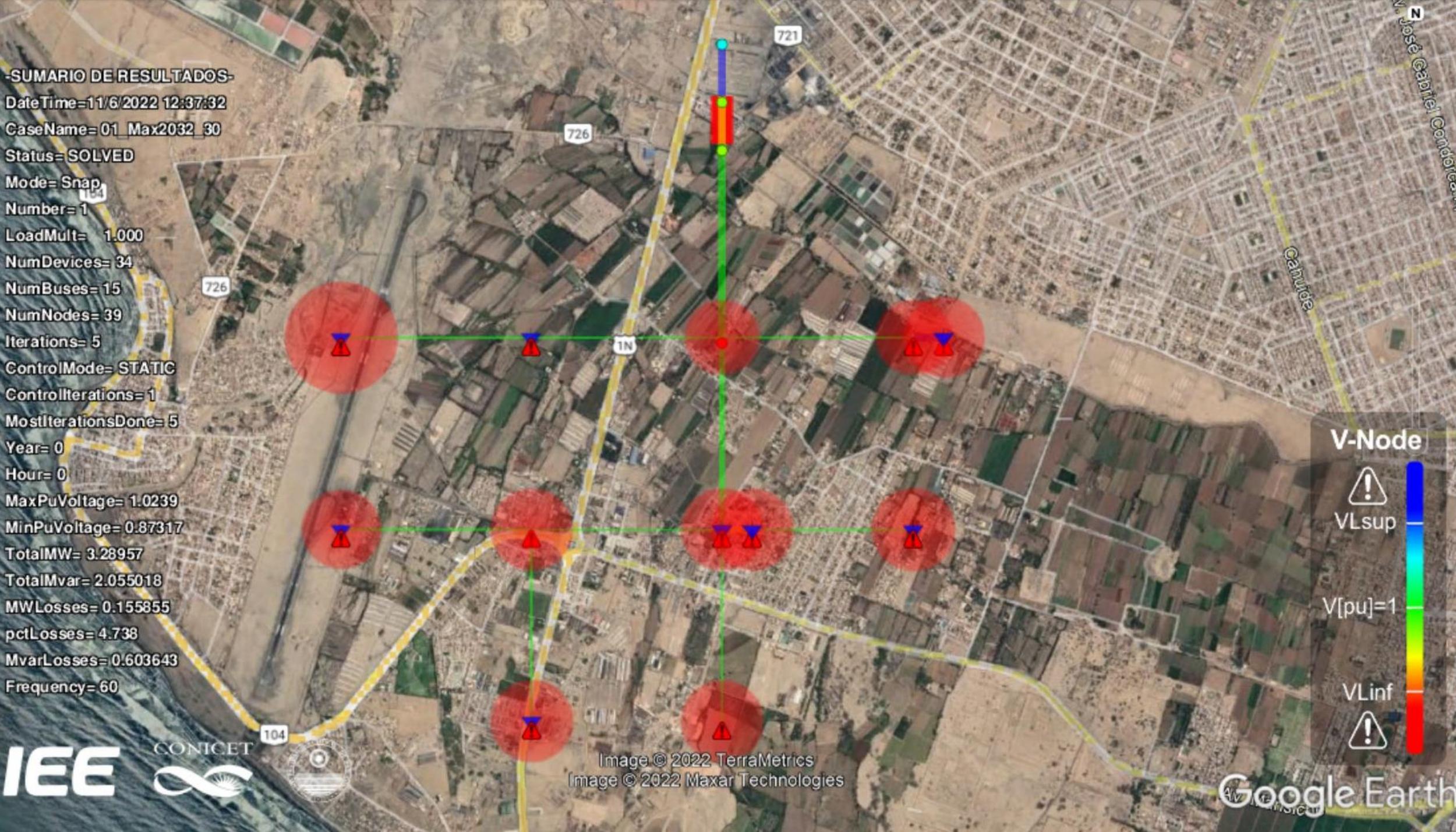
pctLosses= 4.738

MvarLosses= 0.603643

Frequency= 60



Image © 2022 TerraMetrics
Image © 2022 Maxar Technologies



V-Node

⚠ VLsup

V[pu]=1

⚠ VLinf

Gracias por su atención

**INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (IEE)
UNSJ – CONICET
ARGENTINA**



**Distribución
eléctrica
en el Perú**

