



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA



**Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones**

**Carrera de Ingeniería Electromecánica**

**Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención de título de Ingeniero Electromecánico**

**Tema: “Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencias N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas.”**

**Expositores**

**Morales Cuásquer, Cindy Dayana y Morillo Carrera, Kevin Andrés**

**Director de proyecto:**

**Ing. Masache Almeida, Paul Andrés**

**Latacunga  
Agosto, 2023**

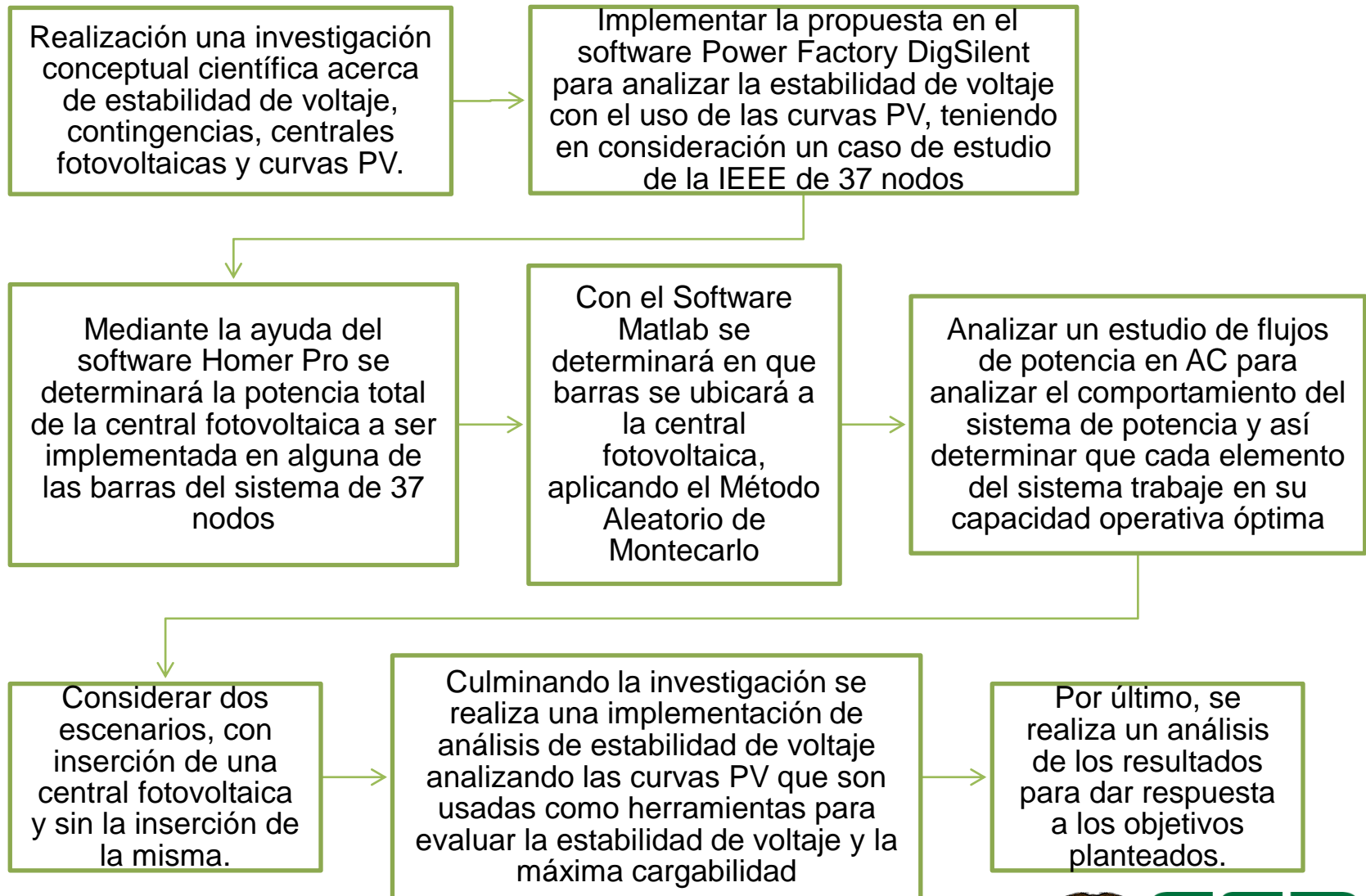


# CONTENIDO

- Resumen
- Justificación, importancia y alcance
- Planteamiento del problema
- Objetivos
- Metodología
- Análisis de resultados
- Conclusiones
- Recomendaciones



# RESUMEN



# JUSTIFICACIÓN

El enfoque principal de la investigación que se va a realizar, es analizar los factores que generan el fenómeno de inestabilidad de voltaje. El estudio del fenómeno de colapso de voltaje no es algo nuevo, es bastante conveniente que este sea tomado en cuenta ya que al realizar un análisis o monitoreo del sistema permite prevenir posibles ocurrencias de blackouts, sin embargo, existe la necesidad en cuanto al desarrollo e investigación de métodos de estudio de estabilidad de voltaje considerar la inserción de energías renovables en este caso la energía solar fotovoltaica ya que es una de las más usadas actualmente.



# PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

**Impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas.**

Las centrales de generación convencional, en la actualidad están siendo reemplazadas por sistemas de generación renovable que tienen características estáticas y transitorias diferentes a las de las centrales eléctricas síncronas tradicionales, siendo la mayoría tecnología solar fotovoltaica.

También es necesario comprender las dificultades que el Sistema Eléctrico de Potencia puede tener, desde su generación hasta su consumo, de esa manera frente a cualquier tipo de falla, seguir operando en condiciones óptimas.

La conexión de este tipo de energía renovable tiene diversos grados de impacto en la estabilidad de voltaje de la red eléctrica, lo que involucra que esto sea un impacto para la misma, siendo este ya no solo un problema local, sino también global.



# OBJETIVOS

## OBJETIVO GENERAL

- Analizar el impacto en la estabilidad de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia ante contingencia N-2 con el ingreso de centrales fotovoltaicas.

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un análisis de estabilidad en el sistema eléctrico de Potencia.
- Determinar mediante simulación en Power Factory como afecta a la estabilidad de voltaje la inserción de energía solar fotovoltaica.
- Determinar la potencia total de la central fotovoltaica con el Software Homer Pro y la ubicación de la misma en las barras simuladas con el Software Matlab, aplicando el método aleatorio de Montecarlo.



# METODOLOGÍA

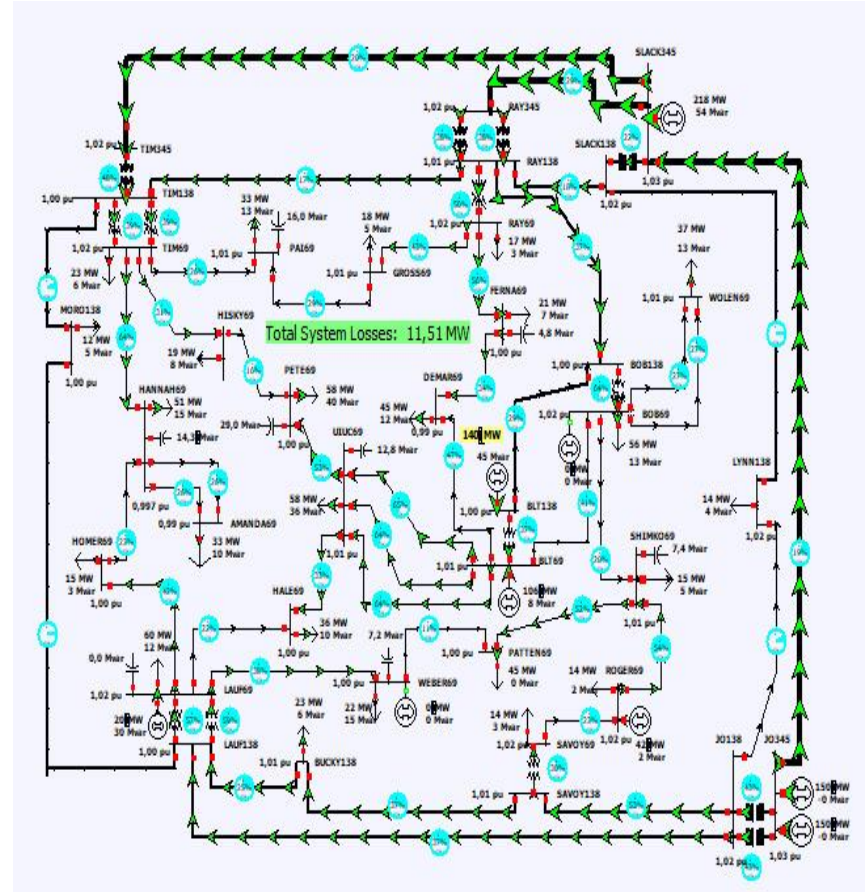


# Recolección de Datos

Elección de un caso de estudio de la IEEE de 37 nodos

Recopilación de datos del caso de estudio de 37 nodos de la IEEE, para esto se tomó como referencia y material de ayuda los documentos en formato Excel y la simulación creada del caso de estudio en el programa PowerWorld Simulator

En el caso de las líneas de la tabla 6 se procedió a transformar los valores de la impedancia que están dados en el sistema por unidad a valores reales ya que son los parámetros de configuración interna del programa de Power Factory DigSilent,





## Datos de las cargas

Ubicación de las cargas	Potencia aparente (MVA)	Potencia Activa (MW)	TIPO DE CARGA
MORO138	13,28	12,3	P-CTE
HOMER69	15,63	15,3	P-CTE
RAY69	16,98	16,8	P-CTE
TIM69	23,8	22,9	P-CTE
FERNA69	22,26	21,2	P-CTE
WEBER69	26,91	22,2	P-CTE
UIUC69	68,59	58,2	P-CTE
PETE69	70,52	57,8	P-CTE
PAI69	35,25	32,8	P-CTE
HANNAH69	53,41	51,2	P-CTE
GROSS69	18,97	18,3	P-CTE
SHIMKO69	16,1	15,3	P-CTE
WOLEN69	39,54	37,2	P-CTE
HALE69	37,76	36,3	P-CTE
HISKY69	21	19,5	P-CTE
BUCKY138	24,21	23,4	P-CTE
SAVOY69	14,32	14	P-CTE
PATTEN69	44,62	34,9	P-CTE
AMANDA69	34,75	33,4	P-CTE
LAUF69	61,05	59,8	P-CTE
BOB69	57,18	55,8	P-CTE
ROGER69	14,24	14,1	P-CTE
BLT138	65,67	59,5	P-CTE
BLT69	13,69	12,43	P-CTE
DEMAR69	46,94	45,3	P-CTE
LYNN138	14,48	14	P-CTE
TOTAL		803.93	

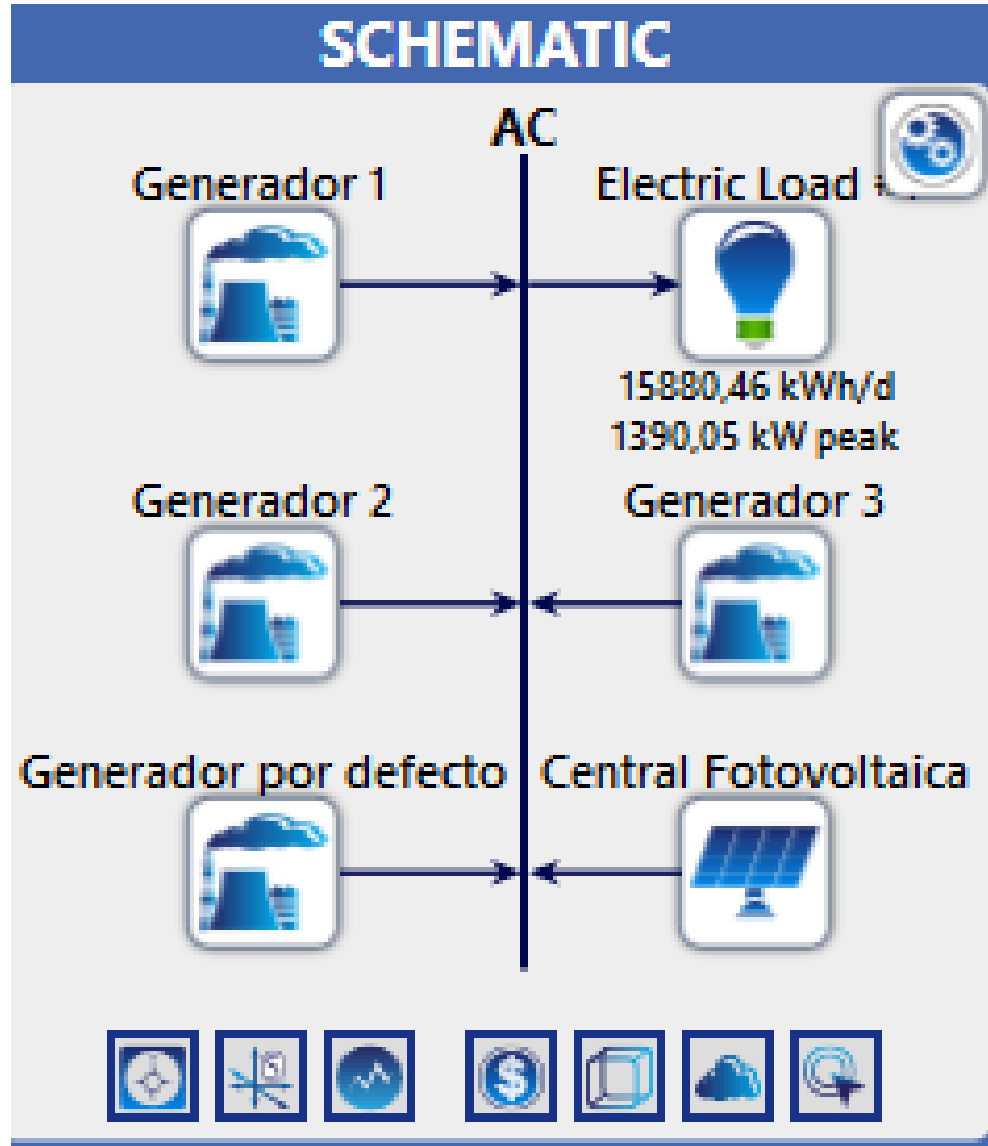


## Datos de potencia de los generadores

Ubicación generador	Potencia de los Generadores (MW)
WEBER69	0
JO345	150
JO345	150
SLACK345	217.64
LAUF69	20
BOB69	0
ROGER69	42.09
BLT138	140
BLT69	106.08
TOTAL	1347



# HOMER PRO



# HOMER PRO

2630 Croydon Drive, Sanger, CA 93657, USA ( 36°46,7'N , 119°25,1'W )

Resources



California con coordenadas: 2630  
Croydon Drive, Sanger, CA 93657,  
USA (36°46.7N, 119°25,1W)

## GENERADORES

Generadores	Potencia (KW)	Tipo de combustible
Generador 1 (g1)	500.000	Gas Natural
Generador 2 (g2)	347.000	Gas Natural
Generador 3 (g3)	500.000	Gas Natural
Autosize Genset	Genérico	
Generadores	Potencia (KW)	Tipo de combustible
Suma total de potencia	1347000	

La suma de los 3 generadores implementados da como resultado la potencia total de todos los generadores equivalente a 1347MW que forman parte del sistema de 37 nodos.



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
00:00	22,583	22,18	21,41	21,22	21,47	24,09	27,8	27,8	31,34	24,623	21,77	22,28
01:00	21,701	21,58	20,82	20,43	20,76	23	26,3	26,4	29,83	23,495	21,17	21,51
02:00	21,030	20,94	20,26	19,85	20,06	22,03	25	25,4	28,38	22,431	20,54	20,82
03:00	20,496	20,74	20,05	19,67	19,55	21,31	24,2	24,6	27,24	21,883	20,08	20,5
04:00	20,326	20,81	20,18	19,73	19,25	21,14	23,8	24,5	26,73	21,27	20,17	20,58
05:00	20,508	21,76	21,04	20,45	19,23	21,65	24,1	25	26,85	21,276	20,7	21,41
06:00	21,009	23,37	22,83	21,97	19,34	22,5	24,6	26,3	27,95	21,717	22,13	23,08
07:00	21,630	25,62	24,32	23,7	18,77	23,57	25,7	27,7	29,46	22,477	24,36	25,28
08:00	21,327	25,87	23,51	23,96	18,09	23,87	26,4	29,2	30,3	22,55	24,75	26,35
09:00	20,247	24,84	22,3	23,05	17,25	23,19	26,5	30,4	31,37	22,516	24,81	26,67
10:00	18,882	23,78	21,21	21,74	15,84	22,76	26,5	31,1	32,54	21,928	24,13	26,47
11:00	17,866	22,56	20,57	20,45	15,14	23,03	26,3	31,9	34,06	20,777	24,02	26,28
12:00	17,334	21,76	20,49	19,46	14,87	23,62	27,5	33,2	36,23	20,392	23,86	25,98

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
00:00	692	636,33	627,2	668,1	690,6	603,1	638,79	578,408	537,3	685,33	639,8	615,6
01:00	665	619,15	610	643,2	667,7	575,8	603,45	549,932	511,3	653,94	622,1	594,4
02:00	644,4	600,7	593,6	625,1	645,2	551,3	575,11	528,299	486,5	624,32	603,6	575,3
03:00	628	595,16	587,5	619,4	628,7	533,4	556,37	512,532	466,9	603,5	590	566,6
04:00	622,8	597,22	591,1	621,4	619,2	529,1	547,96	508,871	458,2	592,01	592,8	568,7
05:00	628,4	624,37	616,5	643,9	618,6	541,8	552,93	519,958	460,2	592,18	608,4	591,5
06:00	643,8	670,68	668,9	692	622,1	563,2	566,35	546,063	479,2	604,45	650,2	637,7
07:00	662,8	735,18	712,6	746,3	603,8	589,9	590,53	576,848	505	625,6	715,9	698,5
08:00	653,5	742,35	688,6	754,3	581,9	597,4	607,32	607,945	519,4	627,64	727,3	728,2
09:00	620,4	712,83	653,2	725,9	554,7	580,6	609,94	631,824	537,8	626,69	729,2	737,1
10:00	578,6	682,36	621,3	684,6	509,5	569,6	609,5	646,385	557,8	610,32	709,2	731,4
11:00	547,5	647,38	602,7	643,8	486,8	576,5	605,34	664,003	583,9	578,29	705,8	726,3
12:00	531,2	624,31	600,2	612,7	478,2	591,2	631,02	690,295	621,1	567,57	701,1	718

## CARGA

Para la obtención de la curva de demanda se tomó datos reales de California usando la página de control de energía eléctrica llamada California ISO



# HOMER PRO

## ELECTRIC LOAD



Name:

[Remove](#)

### January Profile

Hour	Load (kW)
0	691,994
1	664,967
2	644,406
3	628,044
4	622,834
5	628,411
6	643,763
7	662,792
8	653,507
9	620,414
10	578,587

[Show All Months...](#)

Time Step Size: **60** minutes

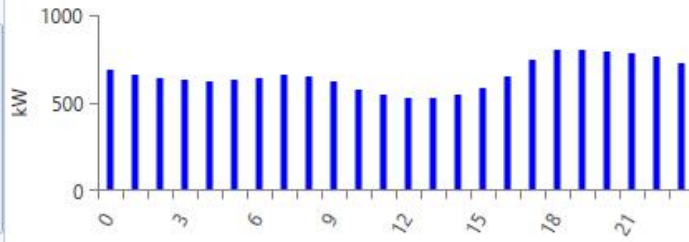
Random Variability

Day-to-day (%):

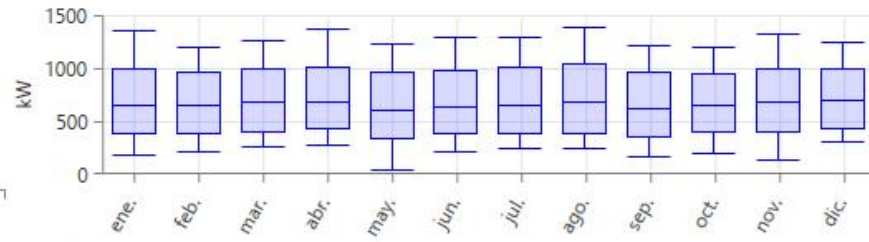
Timestep (%):

Peak Month: **None**

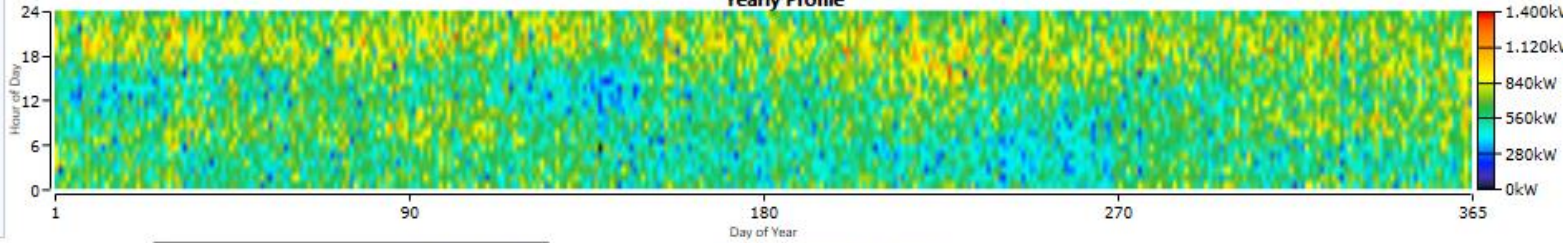
### Daily Profile



### Seasonal Profile



### Yearly Profile



Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	15.880,	15.880,
Average (kW)	661,69	661,69
Peak (kW)	1.390,0	1.390,0
Load Factor	,48	,48

Load Type:  AC  DC

Efficiency (Advanced)

Efficiency multiplier:

Capital cost (\$):

Lifetime (yr):

Scaled Annual Average (kWh/d):  [\(-\)](#)

[Plot...](#)

[Export...](#)



$$P_{VT} = (P_{Tcargas})(\%PV)$$

$$P_{VT} = 241.179 \text{ KW} \cong 242.000 \text{ KW}$$

**DESIGN**

**Add/Remove Ingeteam (1164kVA) with Generic PV**

**PV**

Name:  Abbreviation:

Remove   
 Copy To Library

PV Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	3.000,00	3.000,00	10,00

Lifetime time (years):

Site Specific Input Derating Factor (%):

Properties

Name: **Ingeteam (1164kVA) with Generic PV**

Abbreviation: **Central Fotovoltaica**

Panel Type: **Flat plate**

Rated Capacity (kW): **242000**

Temperature Coefficient: **-0.4100**

Operating Temperature (°C): **45.00**

Efficiency (%): **17.30**

Manufacturer: **Ingeteam**

[Data Sheet for 1165TL B420](#)

Notes: **This is a generic PV system with Ingeteams' grid-following, central inverter.**

Capacity Optimization

HOMER Optimizer™

Search Space

kW
0
242000

Electrical Bus  AC  DC

Inverter  Explicitly model Inverter

Lifetime (years):

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$0,00	\$0,00	\$0,00

Click here to add new item

Search Space

Size (kW)
242000

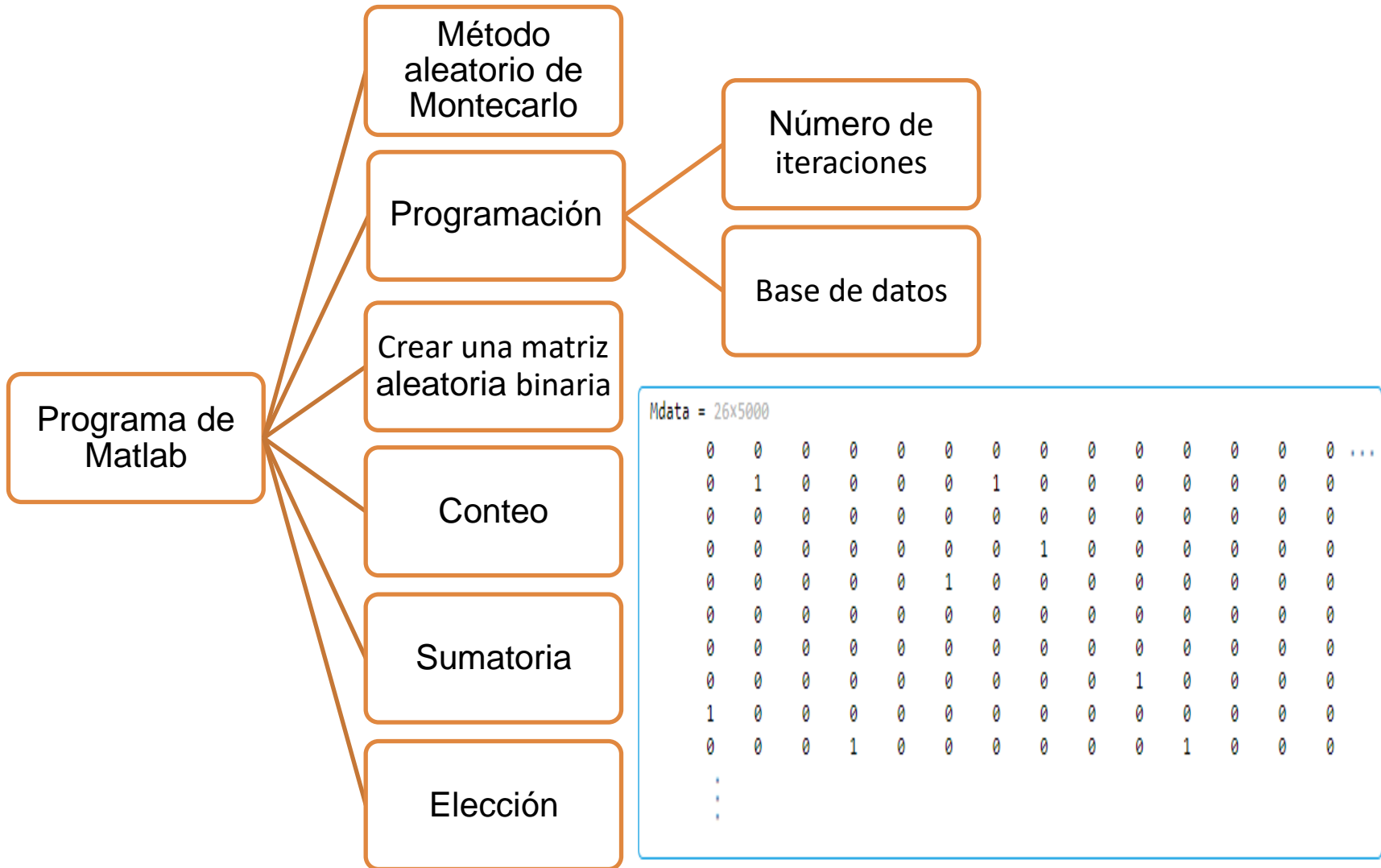
Use Efficiency Table?

Efficiency (%):

Input Percentage (%)	Efficiency (%)
9	98,3
19	98,8
28	98,7

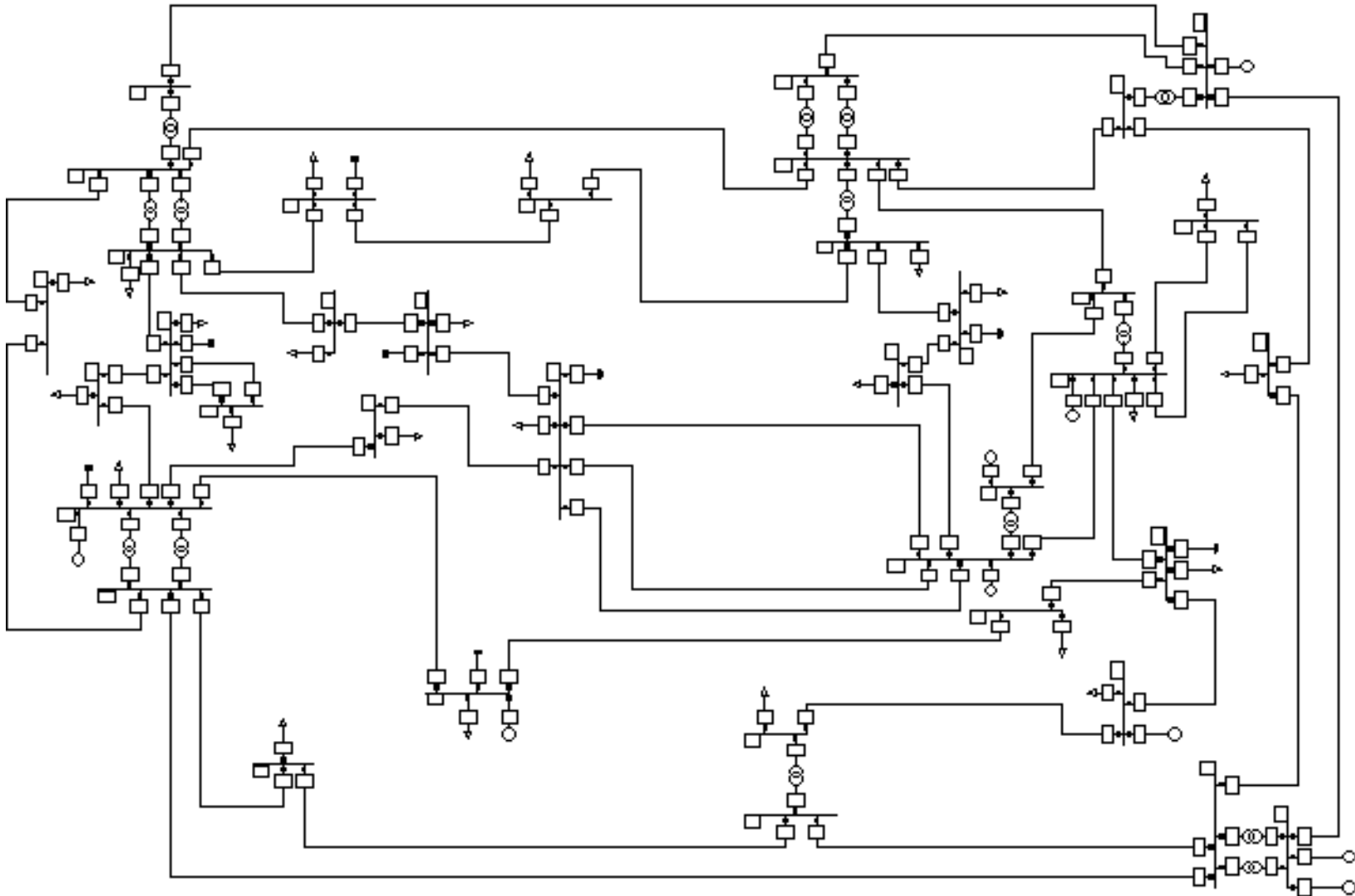


# MATLAB





# POWER FACTORY DIGSILENT



# CONTINGENCIA

Name: Line(1)

Type: Equipment Type Library\Lineas\SLACK345-TIM345

Terminal i: Grid\SLACK345\Cub\_2 SLACK345

Terminal j: Grid\TIM345\Cub\_3 TIM345

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

General | Grounding/Neutral Conductor

Name: T8

Type: ...y\Transformadores\T7-8\_JO345-JO138 220MVA

HV-Side: Grid\JO345\Cub\_7 JO345

LV-Side: Grid\JO138\Cub\_9 JO138

Zone: HV-Side

Area: HV-Side

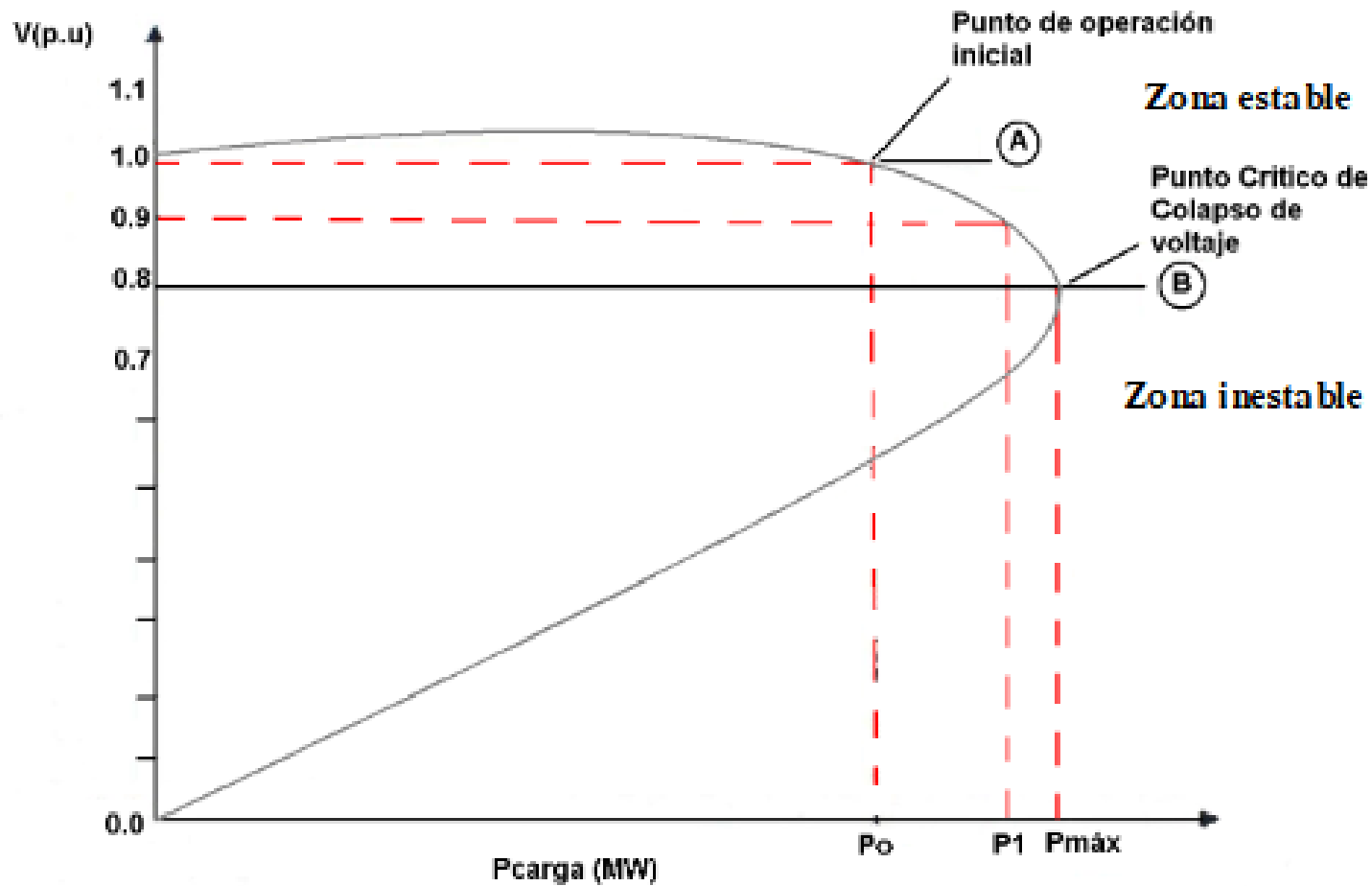
Out of Service

Las curvas PV se grafican mediante el método CPF que es un método de continuación aplicado a flujos de potencia que permite el cálculo de curvas PV haciendo uso de diferentes cálculos basados en ecuaciones no lineales

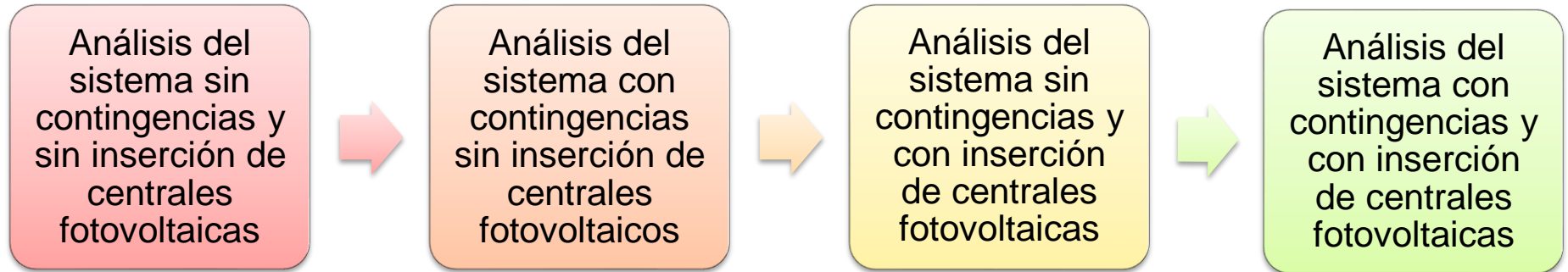
# CURVA PV

Barras con carga	
MORO138	WOLEN69
HOMER69	HALE69
RAY69	HISKY69
TIM69	BUCKY138
FERNA69	SAVOY69
WEBER69	PATTEN69
UIUC69	AMANDA69
PETE69	LAUF69
PAI69	BOB69
HANNAH69	ROGER69
GROSS69	BLT138
SHIMKO69	BLT69
LYNN138	DEMAR69





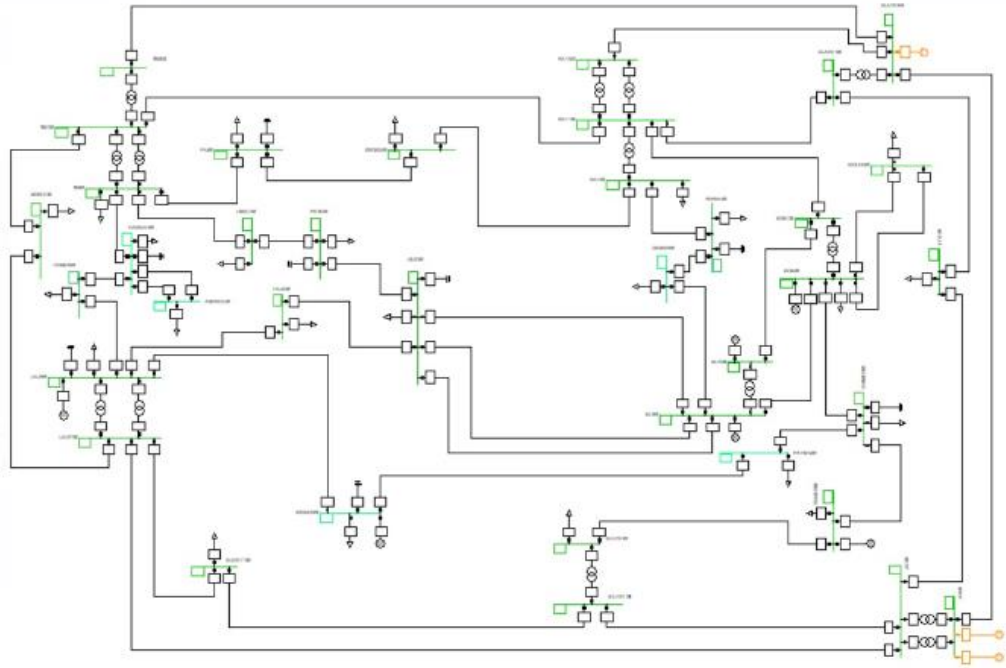
# ANÁLISIS DE RESULTADOS



# Análisis del sistema sin contingencias y sin inserción de centrales

fotovoltaicas.

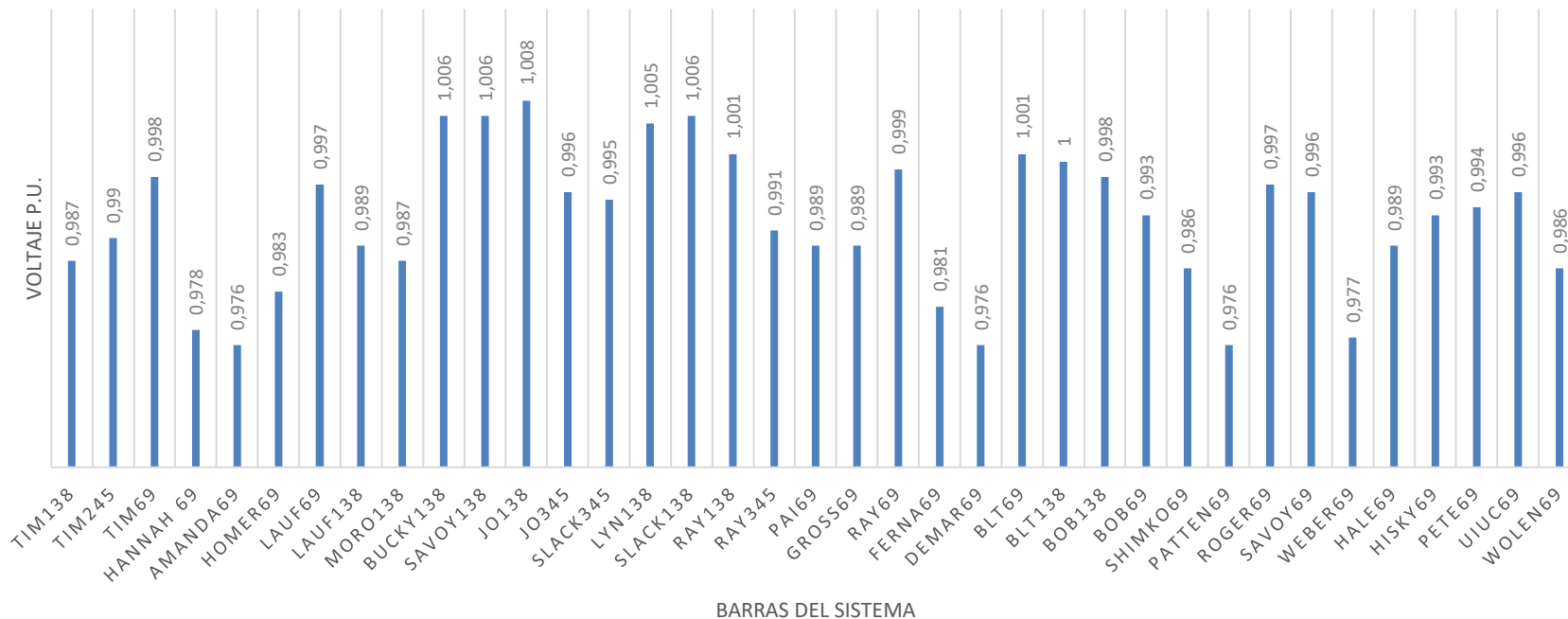
Sistema de 37 nodos  
está trabajando en  
condiciones óptimas  
lo que significa que  
no hay caídas de  
tensión que afecten al  
sistema.



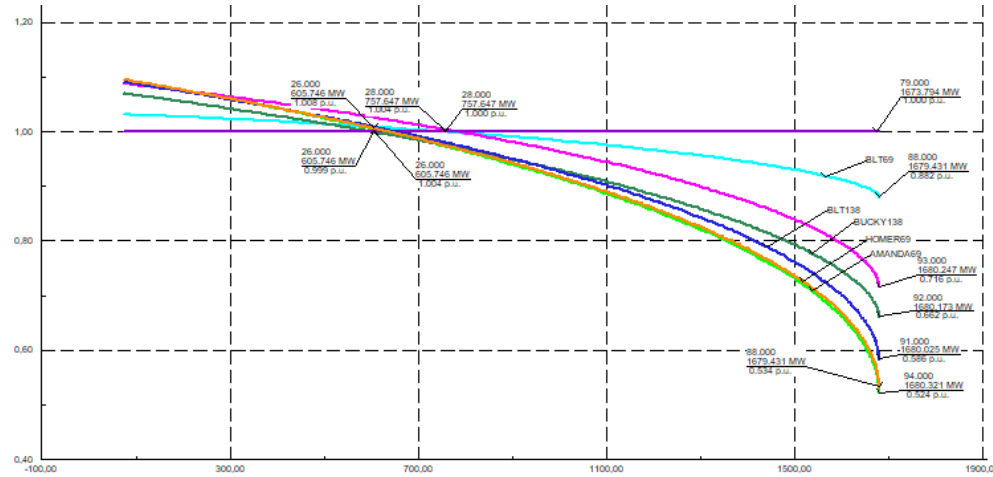
# Voltajes de cada una de las barras del sistema antes de aplicar contingencias

## VOLTAJE [P.U.]

■ Bus - voltage [p.u.]



# Análisis del sistema sin contingencias y sin inserción de centrales fotovoltaicas.



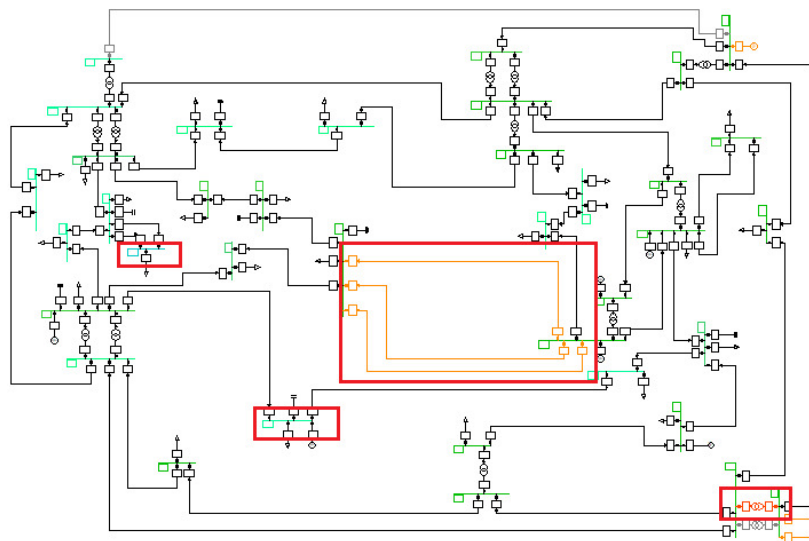
Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT138	1	1	1680,321	1
BLT69	757,64	1	1680,321	0,882
BUCKY138	757,64	1,004	1680,321	0,716
WEBER69	605,746	0,999	1680,321	0,662
HOMER69	605,746	1,008	1680,321	0,586
HANNAH69	605,746	1,004	1680,321	0,534
AMANDA69	605,746	1,004	1680,321	0,524



# Análisis del sistema con contingencias sin inserción de centrales fotovoltaicas

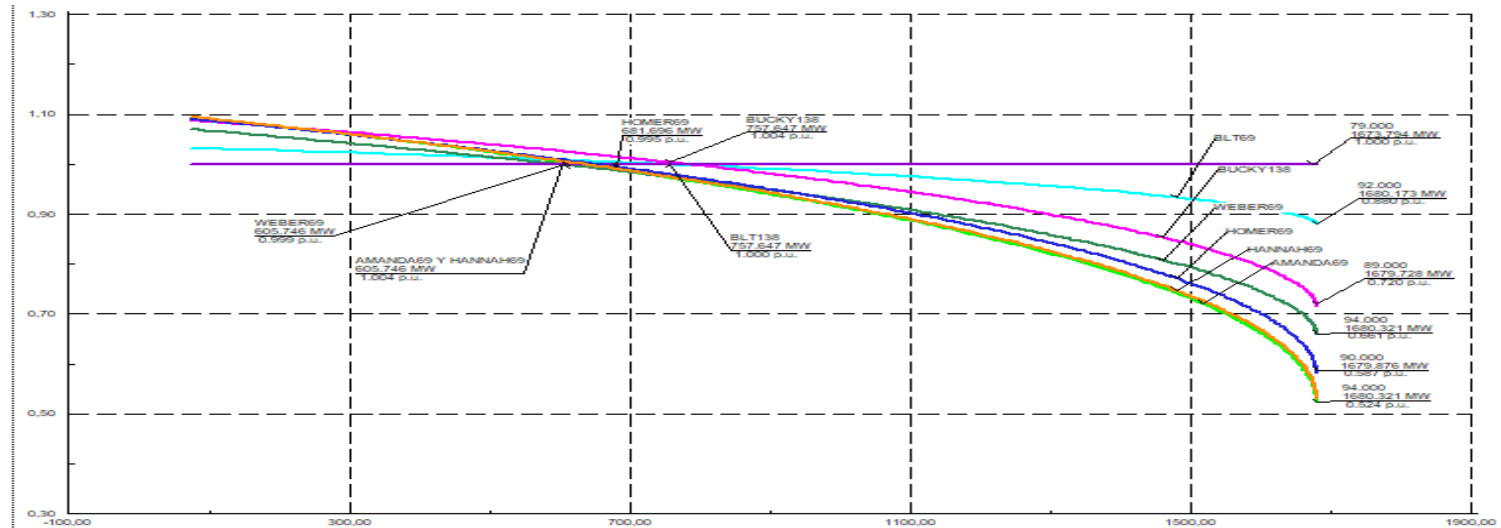
Variable	Valor
Máxima cargabilidad	80%
Límite mínimo de voltaje	0.95 p.u.
Límite máximo de voltaje	1.05 p.u.
Pasos máximos de voltaje	5%

Para el caso se considera a la Línea 11 y transformador T8 fuera de servicio





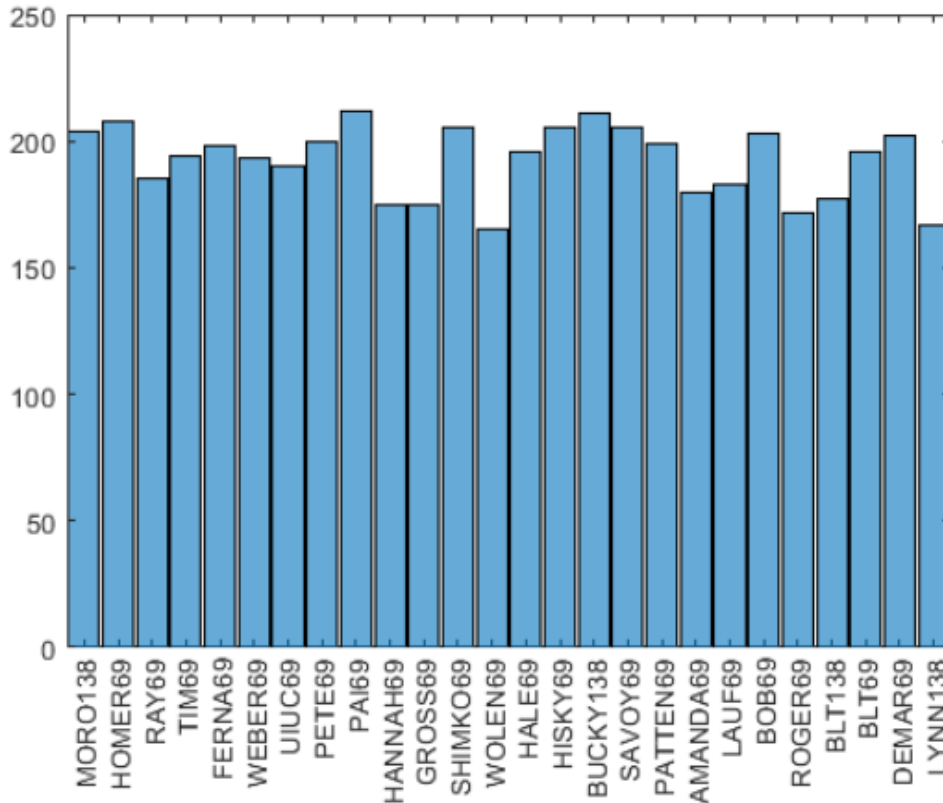
# Análisis del sistema con contingencias sin inserción de centrales fotovoltaicas



Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT138		1	1680,321	1
BLT69	757,647	1	1680,321	0,880
BUCKY138	757,647	1,004	1680,321	0,720
WEBER69	605,746	0,999	1680,321	0,661
HOMER69	681,696	0,995	1680,321	0,587
HANNAH69	605,746	1,004	1680,321	0,524
AMANDA69	605,746	1,004	1680,321	0,524



## Selección de las barras en donde se ubicarán las centrales



Para la selección de las barras se aplicó el método Montecarlo, dando como resultado la barra PAI69 con 212 elecciones de 5000 iteraciones, seguida de la HOMER69.

ans = "La barra seleccionada es: PAI69 con : 212 veces seleccionada en: 5000 iteraciones"



# Resultados de Homer Pro

Export...

Optimization Results  
Left Double Click on a particular system to see its deta

Architecture

	Central Fotovoltaica (kW)	Central Fotovoltaica-Inv. (kW)	Generador 1 (kW)	Generador 2 (kW)	Generador 3 (kW)
			500.000	348.000	500.000
	242.000	242.000	500.000	348.000	500.000

Simulation Results

System Architecture: g2 (348.000 kW)  
 Ingeteam (1164kVA) with Generic PV (242.000 kW/242.000 kW) g3 (500.000 kW)  
 g1 (500.000 kW) HOMER Cycle Charging

Total NPC: \$1.223.907.000,00  
 Levelized COE: \$16,33  
 Operating Cost: \$38.515.300,00

Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Fuel Summary g1 g2 g3 Renewable Penetration Ingeteam (1164kVA) with Generic PV Emissions

Production	kWh/yr
Ingeteam (1164kVA) with Generic PV	490.484.113
g1	0
g2	469.173.600
g3	0
Total	959.657.713

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	5.796.369	100
DC Primary Load	0	0
Total	5.796.369	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	953.861.344	99,4
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	0
Max. Renew. Penetration	115.053

Monthly Average Electric Production

Report Copy

Time Series: Plot... Scatter Plot... Delta Plot... Table... Export...

Se obtiene 3 escenarios diferentes, en donde se descarta al escenario que no tiene generación fotovoltaica y al escenario que tiene el generador por defecto del programa ya que este no es relevante para la investigación.

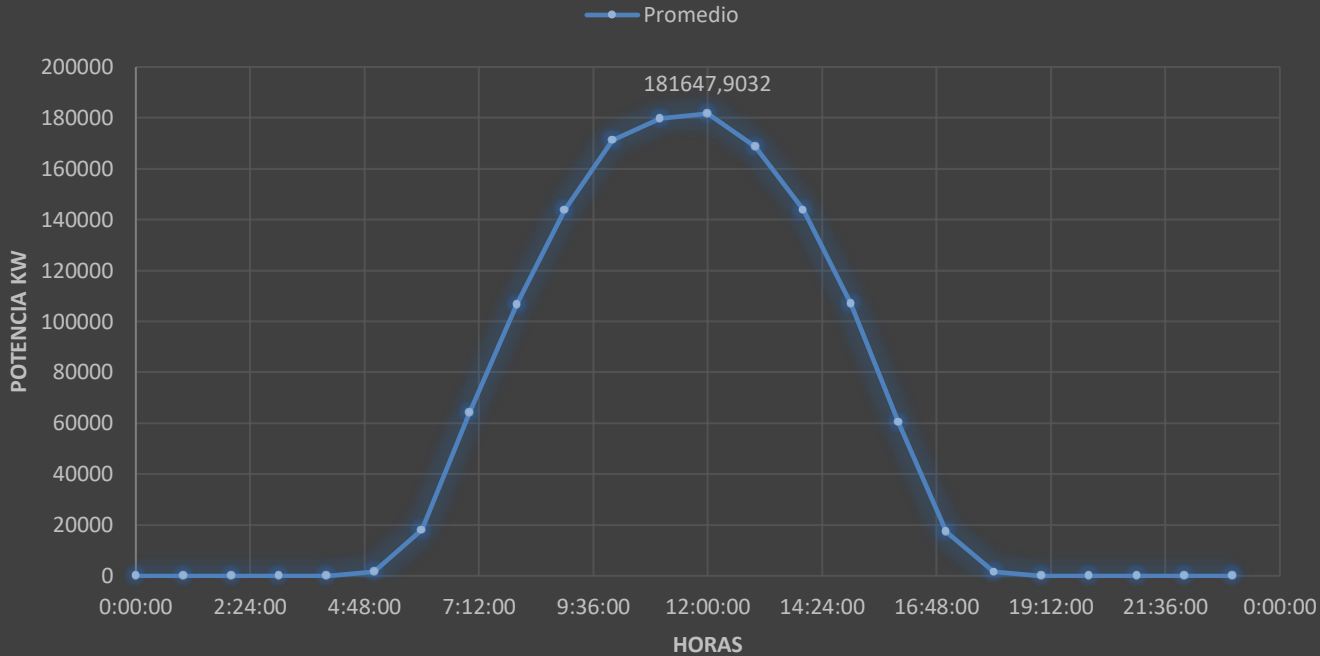


HORAS	Sumatoria	Promedio
0:00:00	0	0
1:00:00	0	0
2:00:00	0	0
3:00:00	0	0
4:00:00	0	0
5:00:00	19113,74329	1592,81194
6:00:00	217724,0703	18143,6725
7:00:00	769668,1884	64139,0157
8:00:00	1281408,853	106784,071
9:00:00	1726208,367	143850,697
10:00:00	2054025,928	171168,827
11:00:00	2156721,896	179726,825
12:00:00	2179774,838	181647,903
13:00:00	2023813,504	168651,125
14:00:00	1726161,527	143846,794
15:00:00	1283888,857	106990,738
16:00:00	724612,5536	60384,3795
17:00:00	208755,1516	17396,2626
18:00:00	18313,35071	1526,11256
19:00:00	0	0
20:00:00	0	0
21:00:00	0	0
<b>HORAS</b>	<b>Sumatoria</b>	<b>Promedio</b>
22:00:00	0	0
23:00:00	0	0

Con la exportación de datos final, se obtienen 8760 datos de potencia desde el mes de enero hasta el mes de diciembre.



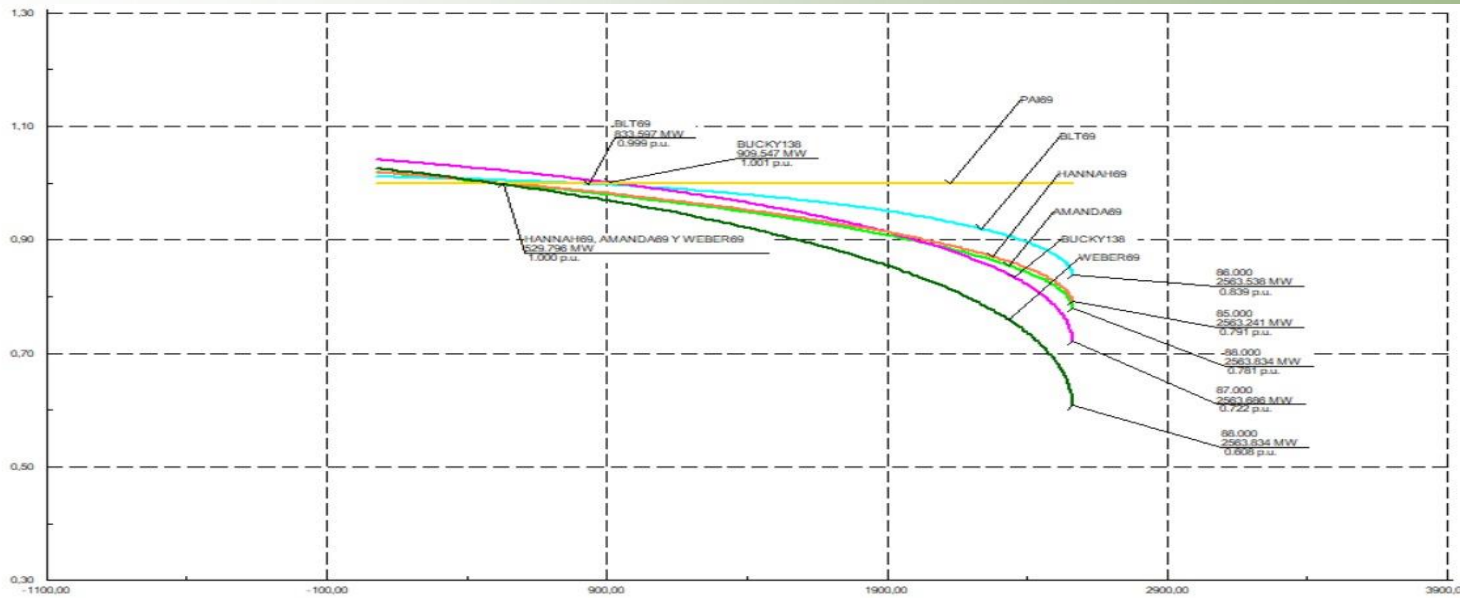
## GRÁFICA DE POTENCIA ANUAL



Promedio (kW)	Desviación muestral (kW)	Desviación Poblacional (kW)
56910,38482	71608,90482	70101,18007

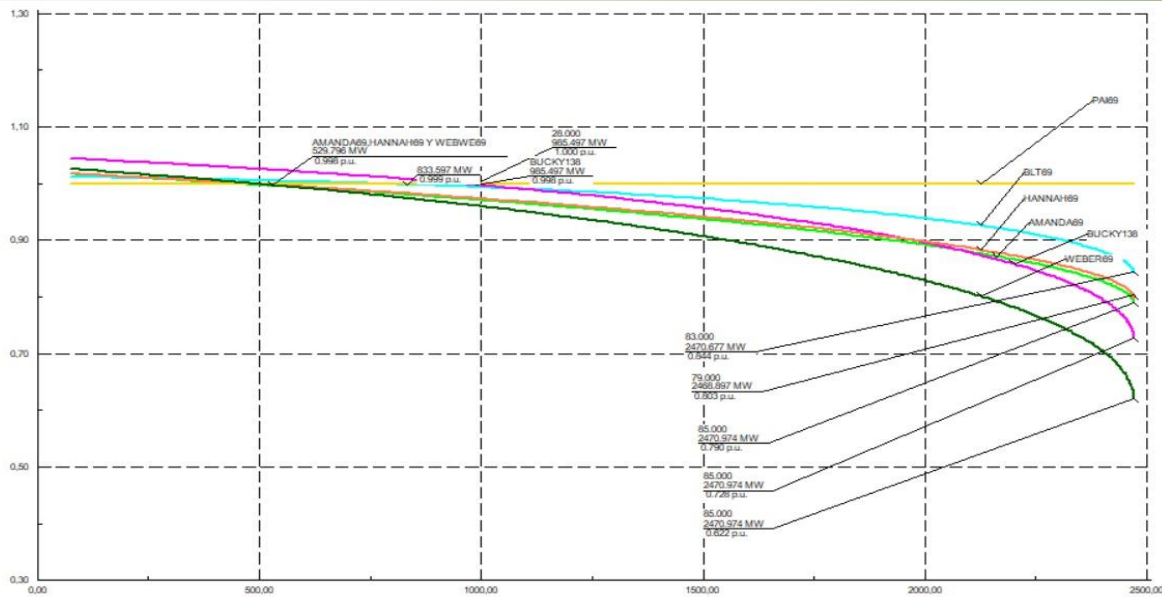


# Análisis del sistema sin contingencias con inserción de centrales fotovoltaicas



Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT69	833,597	0,999	2563,834	0,839
BUCKY138	909,547	1,001	2563,834	0,722
WEBER69	529,796	1	2563,834	0,608
HANNAH69	529,796	1	2563,834	0,791
AMANDA69	529,796	1	2563,834	0,781

# Análisis del sistema con contingencias y con inserción de centrales fotovoltaicas.



Barras	Punto de operación inicial		Punto de colapso	
	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)	Potencia (MW)	Voltaje (p.u.)
BLT69	833,597	0,999	2470,974	0,844
BUCKY138	985,497	1	2470,974	0,728
WEBER69	529,796	1	2470,974	0,622
HANNAH69	529,796	1	2470,974	0,803
AMANDA6	529,796	1	2470,974	0,79

# Voltajes y potencias de cada barra con generación fotovoltaica y sin generación fotovoltaica, sin aplicar contingencias

BARRAS	Punto de operación inicial, potencia (MW)		Punto de colapso, potencia (MW)		Voltaje	
	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV
BLT69	757,647	833,597	1680,321	2563,834	0,882	0,839
BUCKY138	757,647	909,547	1680,321	2563,834	0,716	0,722
WEBER69	605,746	529,796	1680,321	2563,834	0,661	0,608
HANNAH69	605,746	529,796	1680,321	2563,834	0,586	0,791
AMANDA69	605,746	529,796	1680,321	2563,834	0,534	0,781





# Voltajes y potencias de cada barra con generación fotovoltaica y sin generación, aplicando contingencias

En la tabla se puede observar los datos de potencia y voltaje de las barras analizadas, tanto con generación fotovoltaica como sin generación. Estos datos son el resultado de haber aplicado una contingencia N-2 al sistema.

BARRAS	Punto de operación inicial, potencia (MW)		Punto de colapso, potencia (MW)		Voltaje	
	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV	SIN PV	CON PV
BLT69	757,647	833,597	1680,321	2470,974	0,88	0,844
BUCKY138	757,647	985,497	1680,321	2470,974	0,72	0,728
WEBER69	605,746	529,796	1680,321	2470,974	0,661	0,622
HANNAH69	605,746	529,796	1680,321	2470,974	0,587	0,803
AMANDA69	605,746	529,796	1680,321	2470,974	0,524	0,79



# CONCLUSIONES

Al efectuar el análisis en el sistema de transmisión de 37 nodos se logró estabilizar al sistema en los puntos óptimos de estabilidad de voltaje. Las barras en las cuales fueron ubicadas las centrales fotovoltaicas no tienen caídas de voltaje debido a que no hay pérdidas en las líneas de transmisión siendo estas inexistente entre central de generación y barra, al estar conectada directamente, llegando las barras a valores ideales iguales a 1 p.u, teniendo en cuenta también que la generación fotovoltaica al inyectar potencia activa al sistema, las pendientes de las curvas PV analizadas en las barras, son menos inclinadas que el caso en donde no se tiene la generación fotovoltaica indicando menores caídas de voltaje y mayores márgenes de cargabilidad ampliando los valores del punto de colapso en las barras, permitiendo así tener un sistema más estable en el ámbito de potencia activa y caídas de voltaje siendo beneficioso la implementación de este tipo de centrales.

- La estabilidad de voltaje en el sistema se vio completamente afectado ante la aplicación de una contingencia N-2, llegando las curvas PV de las barras a valores menores de 0,95 p.u, trabajando en subtensión. Al aplicarse generación fotovoltaica se recuperó algo de estabilidad debido a que, aunque la inclinación, puntos de colapso y márgenes de cargabilidad mejoraron, no llegaron a establecerse dentro de los parámetros óptimos de estabilidad de voltaje con el mayor valor de 0,84 p.u. y el valor más bajo de 0,62 p.u. indicando esto, que se sigue trabajando en valores de subtension, mejores que sin generación fotovoltaica, pero no alcanza a llegar a los valores idóneos de trabajo que es el rango de 1.05 a 0,95 p.u. impidiendo una recuperación completa del sistema.

Al analizar el sistema sin contingencias con y sin centrales fotovoltaicas las barras donde se implementó la generación fotovoltaica sin contingencias obtuvieron valores de 1 p.u convirtiéndose en Slack las cuales fueron PAI69 y HOMER69, además al realizar un contraste entre ambas situaciones se observó que aumenta el margen de cargabilidad al implementar las centrales ya que la máxima potencia que se puede inyectar al sistema es de 2563,83MW en comparación que cuando no se tiene esta generación adicional pudiendo inyectar al sistema una potencia menor de 1680,32 MW.



# RECOMENDACIONES


En el programa Power DigSilent, donde se realizó la simulación del sistema no se tomó en cuenta variables como la irradiancia o inclinación de los paneles, a mayor irradiancia los paneles aprovechan más este recurso por lo tanto generan más energía en horas pico, se recomienda analizar qué pasaría con el sistema en horas pico de consumo considerando la mayor inyección de potencia por parte de las centrales, haciendo uso de herramientas disponibles en el software en donde es posible considerar estas variables.

En esta investigación solamente se analizó una contingencia N-2 en donde se sacó de servicio la Línea 11 y el transformador T8, por lo tanto, se recomienda aplicar más contingencias al sistema, considerando factores como líneas con más cargabilidad, barras con más caídas de voltaje o algún elemento sobrecargado y ver exactamente qué pasa con estos elementos al implementar generación fotovoltaica mediante la aplicación de estos criterios en la selección de las barras en el programa realizado en el software Matlab del método Montecarlo siendo posible esto a partir de ciertas modificaciones en programación.

Desarrollar simulaciones de desconexión de centrales fotovoltaicas cuando el sistema se encuentre operando en condiciones críticas o de emergencia, considerando que las centrales están operando en condiciones bajas de irradiancia.



# Trabajos futuros



Se pretende aplicar la metodología desarrollada en el presente trabajo, en un caso real en Ecuador, el mismo que será proporcionado por el tutor a cargo y plasmado en un artículo científico. Finalizando con la publicación en una revista científica.





**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA