

MODELADO Y FUNCIONAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES





UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTROTECNIA

MODELADO Y FUNCIONAMIENTO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

YENIEN CESAR TURRA MOJSIEJCZUK

Proyecto Integrador Profesional para acceder al título de

INGENIERO ELÉCTRICO

Director:

CARLOS CASAROTTO

2022

AGRADECIMIENTOS

A mis familiares que siempre me motivaron y apoyaron a seguir hacia adelante, y estuvieron siempre presentes en esta etapa universitaria. A mis amigos que me ayudaron y fueron parte de mi paso por la universidad. A mi tutor por su colaboración en el transcurso de este proyecto.

RESUMEN

Debido al consumo excesivo de combustibles fósiles, y los grandes efectos adversos que generan su producción, es necesario recurrir a energías más ecológicas. Las energías renovables son fuentes de generación limpia, inagotable y actualmente en crecimiento competitivo. Todos los países cada vez se interesan más en estas fuentes, debido a su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del mundo, en especial la generación eólica y solar.

En el presente proyecto se desarrollan los modelos de fuentes eólicas y fotovoltaicas, y se determina el impacto de las mismas en un sistema de distribución. Se explican las características del recurso y de los sistemas renovables. Dichos sistemas se modelan en el software de simulación DigSILENT PowerFactory, en el cual se ejecutan estudios de flujo de potencia, cortocircuito, y simulación cuasi dinámica.

Se estudia el sistema de Río Colorado, en estado previo a la introducción de las fuentes de energía renovables, y se comparan los resultados con los que se obtienen luego de incorporar los generadores fotovoltaicos y el generador eólico. Las simulaciones con dichas fuentes se realizan tanto para el mes en donde el recurso natural es más reducido y existe una gran demanda; y también para el mes con mayor disponibilidad de recurso, por lo que hay mayor generación. Los resultados que se extraen son las pérdidas en las líneas y transformadores, corriente de cortocircuito en barras, perfiles de tensión en barras, y carga de líneas y transformadores. Estos permiten observar el impacto de los sistemas de generación en el sistema de distribución.

ABSTRACT

Due to the excessive consumption of fossil fuels, and the great adverse effects generated by their production, it is necessary to resort to more ecological energies. Renewable energies are sources of clean generation, inexhaustible and currently in competitive growth. All countries are increasingly interested in these sources, due to their diversity, abundance and potential for use in any part of the world, especially wind and solar generation.

In this project, models of wind and photovoltaic sources are developed, and their impact on a distribution system is determined. The characteristics of the resource and renewable systems are explained. Said systems are modeled in the DigSILENT PowerFactory simulation software, in which power flow, short-circuit, and quasi-dynamic simulation studies are executed.

The Río Colorado system is studied, in a state prior to the introduction of renewable energy sources, and the results are compared with those obtained after incorporating the photovoltaic generators and the wind generator. The simulations with these sources are carried out both for the month in which the natural resource is smaller and there is a great demand; and also for the month with the greatest resource availability, so there is greater generation. The results that are extracted are the losses in the lines and transformers, short-circuit current in bars, voltage profiles in bars, and load of lines and transformers. These allow observing the impact of generation systems on the distribution system.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN	iii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE	iv
INTRODUCCIÓN	0
CAPÍTULO 1	2
Marco teórico.....	2
1.1. Energía eólica.....	2
1.1.1. Origen del viento.	2
1.1.2. Variabilidad del viento.....	2
1.1.3. Energía obtenible del viento.....	4
1.1.4. Componentes del aerogenerador	5
1.2. Energía solar	6
1.2.1. Tipos de paneles fotovoltaicos	7
1.2.2. Componentes de los sistemas fotovoltaicos.....	7
1.2.3. Generación de energía eléctrica	9
1.2.4. Características eléctricas.....	10
CAPÍTULO 2	12
Introducción a simulación en DigSILENT.....	12
2.1. Flujo de potencia.....	12
2.2. Cortocircuito	14
2.3. Simulación cuasi-dinámica	15
2.3.1. Definición de las variables de salida para el monitoreo y análisis de la red.....	16
2.3.2. Ejecutar la simulación.....	17
2.3.3. Resultados	18
CAPÍTULO 3	20
Modelo de fuentes renovables	20
3.1. Aerogenerador en PowerFactory.....	21
3.1.1. Configuración básica	21
3.1.2. Modelo probabilístico.....	23
3.1.3. Modelo de serie temporal.....	26
3.2. Sistema fotovoltaico en PowerFactory	28
3.2.1. Modo “Active Power Input”	28

3.2.2.	Modo “Solar Calculation”	30
3.2.3.	Modelo estocástico de producción de energía fotovoltaica	32
CAPITULO 4	34
4.1.	Escenario de simulación	34
4.2.	Generación fotovoltaica.	38
4.3.	Generación eólica.	40
4.4.	Resultados	42
4.4.1.	Resultados estado inicial.....	42
4.4.1.1.	Perfil de tensión	42
4.4.1.2.	Carga de líneas y transformadores.....	44
4.4.2.	Resultados con paneles fotovoltaicos mes de junio.....	45
4.4.2.1.	Perfil de tensión	45
4.4.2.2.	Carga de líneas y transformadores.....	47
4.4.2.3.	Pérdida de potencia	48
4.4.2.4.	Cortocircuito.....	51
4.4.3.	Resultados con paneles fotovoltaicos mes de enero	54
4.4.3.1.	Perfiles de tensión.....	55
4.4.3.2.	Carga de líneas y transformadores.....	56
4.4.3.3.	Pérdida de potencia	58
4.4.3.4.	Cortocircuito.....	61
4.4.4.	Resultados con aerogenerador mes de mayo	64
4.4.4.1.	Perfil de tensión	64
4.4.4.2.	Carga de líneas y transformadores.....	65
4.4.4.3.	Pérdida de potencia	66
4.4.4.4.	Cortocircuito.....	69
4.4.5.	Resultados con aerogenerador mes de enero	72
4.4.5.1.	Perfil de tensión	72
4.4.5.2.	Carga de líneas y transformadores.....	73
4.4.5.3.	Pérdida de potencia	74
4.4.5.4.	Cortocircuito.....	77
CONCLUSIÓN	81
REFERENCIAS	83
BIBLIOGRAFÍA	84

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas dos décadas, la Agencia Internacional de Energía (AIE) se ha centrado en alentar a los países a invertir en sistemas de generación de energía de múltiples fuentes, incluidas las renovables, y en las redes eléctricas asociadas a las mismas. En consecuencia, es imperativo se dominen los requisitos técnicos relacionados con la integración de las fuentes de energía renovables.

Durante las últimas dos décadas, la penetración de las fuentes de energía renovables (FER) ha aumentado en los sistemas de energía debido a preocupaciones ambientales, problemas de centrales tradicionales, y riesgos de seguridad energética. Muchos países han establecido sus objetivos en la máxima utilización de las fuentes renovables y la eliminación gradual de las centrales habituales.

La producción de energía renovable se ve reducida debido a algunos aspectos tales como la capacidad de las líneas de transmisión, la estructura de la red y las limitaciones operativas. Por lo tanto, es necesario tomar acciones combinadas con estudios relacionados con el funcionamiento óptimo de las FER para prevenir el desperdicio de las mismas.

El presente trabajo ha sido desarrollado en 4 capítulos que describen los principios de energía eólica y solar, la modelación de las centrales en DigSILENT PowerFactory y los diferentes estudios realizados.

En el CAPÍTULO 1 se describen las principales características de la energía eólica y solar. Se explican las características del viento, los principios básicos de las centrales eólicas y sus componentes. También se describen los conceptos de radiación solar, funcionamiento de las centrales fotovoltaicas y los equipos principales.

En el CAPÍTULO 2 se da una breve introducción de cómo realizar simulación en estado estacionario, flujo de potencia y cortocircuito; y simulación cuasi dinámica en DigSILENT PowerFactory. Este es un software de computación para evaluar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica con el fin de lograr los principales objetivos de optimización de la operación y planificación de estos sistemas. Por lo tanto, este software juega un papel importante en la realización de investigaciones técnicas del sistema eléctrico.

En el CAPÍTULO 3 se presentan las instrucciones sobre cómo modelar las fuentes de energía renovable en el marco de los sistemas de energía. Se discuten diferentes modelos estocásticos, distribución de Weibull, las series de tiempo y la adecuación de generación en DigSILENT PowerFactory. El modelado de FER se realiza en función de algunas predicciones, incluida la temperatura ambiente, la radiación solar y la velocidad del viento.

En el CAPÍTULO 4 se presentan los resultados de las simulaciones del sistema de distribución de Río Colorado. Para obtener dichos resultados se realizó un análisis del historial del viento y radiación para dicha zona, y de la demanda. Para el mes en el que hay menor disponibilidad de recurso y una gran demanda, se realizan simulaciones de flujo de potencia para obtener las pérdidas en los transformadores y líneas; de cortocircuito trifásico y monofásico para obtener las corrientes en todas las barras; y simulación cuasi dinámica para obtener los perfiles de tensión en las barras, la carga de los elementos del sistema y las potencias generadas por las fuentes renovables durante 24hs. Luego se repiten estas simulaciones pero para el mes en el que hay mayor generación, es decir en el que hay mayor disponibilidad de recurso natural.

CAPÍTULO 1

Marco teórico

1.1. Energía eólica

1.1.1. Origen del viento.

La energía eólica, al igual que la hidroeléctrica, es una forma indirecta de la energía solar. Los vientos resultan del movimiento de las masas de aire de la atmosfera, los cuales son causados por el calentamiento de la superficie terrestre debido a la radiación del sol. La tierra absorbe y libera el calor, el aire caliente sube a grandes alturas y fluye hacia los polos donde el aire es más frío. Luego el aire comienza a enfriarse y descender, y se produce un flujo de retorno de este aire frío en las capas bajas de la atmosfera. Las áreas donde desciende el aire son zonas de alta presión, mientras que donde asciende son zonas de baja presión. Este gradiente de presión impulsa el flujo de aire de alta a baja presión, lo que determina la velocidad y la dirección del movimiento del viento. Cuanto mayor es el gradiente de presión, mayor es la velocidad del viento.

1.1.2. Variabilidad del viento

La velocidad del viento en un lugar determinado varía continuamente hay cambios en la velocidad de un año a otro (anual), cambio con la estación (estacional), a diario (diurno) y de segundo a segundo (turbulencia). Todos estos cambios, en sus diferentes escalas de tiempo pueden causar problemas para predecir la captura total de energía de un determinado lugar y garantizar que el aporte del aerogenerador en la red eléctrica sea continuo, ya que una desconexión brusca puede afectar la estabilidad del sistema eléctrico.

La superficie de la tierra no es uniforme y presenta cambios significativos de rugosidad de un sitio a otro, esto naturalmente altera el perfil del viento. Cuando la rugosidad del terreno cambia de suave a áspero, la parte baja del perfil del viento resulta muy afectada. La forma básica para clasificar un terreno es en terreno plano y terreno no plano. El primero es una superficie con pocas irregularidades como bosques o viviendas cercanas, mientras que el segundo tiene grandes elevaciones y depresiones como montes, crestas y cañadas. En consecuencia el viento aumenta su intensidad a mayor altura, dado que tiene menos obstáculos. Además las características del terreno determinan la intensidad de turbulencia. En general los valores altos de turbulencia ocurren con bajas velocidades de viento.

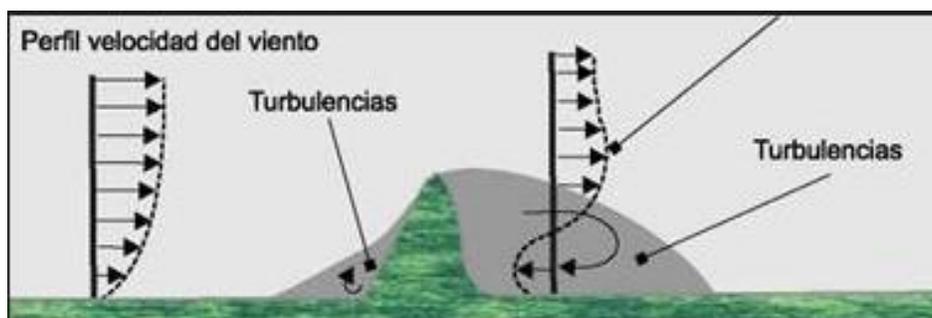


Figura 1. Variación del viento con el terreno.

La velocidad del viento no es constante, y por lo tanto, es necesario conocer su evolución temporal para estimar la energía útil que una turbina eólica es capaz de entregar en un periodo determinado (Vidal Rafael, 2014, p.26). Se debe recopilar una gran muestra de datos de viento, tomados durante muchos años, para aumentar la confianza de los datos disponibles. Esto no siempre es posible, por lo que a menudo se utilizan periodos más cortos. Los datos se promedian durante los meses del calendario y se pueden describir mediante la función de probabilidad de Weibull, dada como:

$$h(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad \text{para } 0 < v < \infty \quad \text{Ecuación 1.1}$$

La función de Weibull expresa la fracción de tiempo que la velocidad del viento está entre v y $v+\Delta v$ para un Δv dado. En la práctica, la mayoría de los sitios en el mundo presentan una distribución de viento para k (factor de forma) dentro de un rango de 1,5 a 2,5. Generalmente $k=2$, transformándose la ecuación 1.1 en la distribución de Rayleigh, dada por.

$$h(v) = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c}\right) e^{-(v/c)^2} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

El factor c , conocido como factor de escala, está relacionado con la cantidad de días con vientos de alta velocidad. Este parámetro es suficiente para representar la velocidad del viento en la mayor parte de los casos prácticos.

La ecuación 1.2 se puede trazar para varios valores de c como se muestra en la Figura 2. Los valores de h son el número de horas en un año en que la velocidad del viento está dentro del intervalo v a $v+\Delta v$ dividido por el intervalo de velocidad Δv . Este grafico proporciona una vista útil y realista de la velocidad promedio.

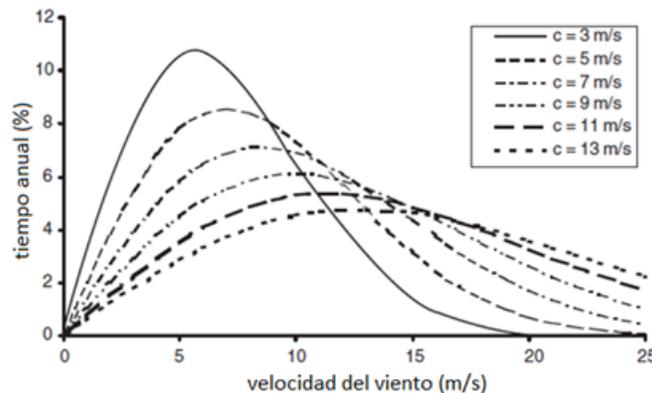


Figura 2. Distribución Rayleigh de la velocidad del viento.

1.1.3. Energía obtenible del viento

El viento lleva consigo energía cinética, la cual mediante la turbina eólica se transforma en energía eléctrica. La potencia teórica que puede ser extraída depende de la velocidad y del caudal másico del aire, y este último depende de la densidad del aire, la velocidad y el área de barrido por las palas del rotor. Por lo que se tiene que:

$$P = \frac{dk_e}{dt} = \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde, ρ es la densidad del aire, A es la superficie barrida por el rotor, v_1 y v_2 velocidad del flujo del aire llegando a la turbina y saliendo de ella, respectivamente.

Hay una diferencia en la energía cinética en el viento que llega y sale de la turbina. Esta diferencia impone una potencia mecánica eólica neta, que puede estimarse mediante la siguiente ecuación.

$$P_m = \frac{dK_e}{dt} = \frac{1}{2}(v_1^2 - v_2^2)(v_1^2 + v_2^2) \frac{dm}{dt} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Combinando la ecuación 1.3 con 1.4 se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_m = \frac{dK_e}{dt} = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2)$$

Despejando v_1 se obtiene:

$$P_m = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)$$

O

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A v_1^3 \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Donde: $C_p = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)$ es el coeficiente de potencia o la eficiencia del rotor expresada en Betz.

Si C_p se considera una función de v_2/v_1 , el máximo de tal función se puede obtener para $v_2/v_1 = 1/3$ como $C_p = 16/27 = 0,5926$, este valor se conoce como límite de Betz. En la práctica, la eficiencia de recolección de un rotor no llega al 59%; una eficiencia más típica es entre 35 y 45%. Para lograr los mejores diseños, se deben utilizar varias fuentes de datos, como mapas meteorológicos, funciones estadísticas y ayudas de visualización, para respaldar el análisis del potencial eólico.

1.1.4. Componentes del aerogenerador

El sistema de conversión de energía se puede esquematizar como se muestra en la siguiente figura.

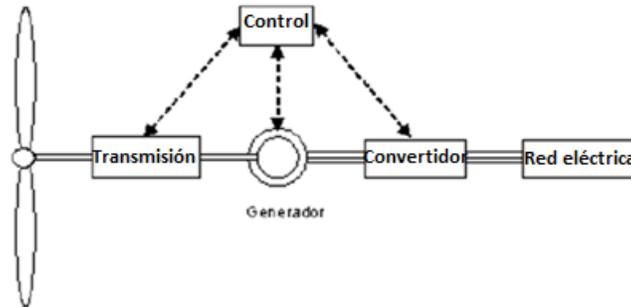


Figura 3. Esquema de conversión de energía del aerogenerador.

En general el rotor captura la energía cinética del viento incidente y la transforma a energía mecánica de rotación, la transmisión la adapta a la velocidad adecuada para el generador y finalmente la energía eléctrica se convierte a la tensión y frecuencia que requiere la carga a conectar. Dicha conversión está gobernada por el sistema de control, dividido en diferentes cuadros de mando situados en la base de la torre, la góndola y el buje del rotor. Los rotores pueden ser de paso variable (que permite girar sobre si mismas a las palas) o de paso fijo. También puede ser de velocidad variable o constante.

Uno de los elementos más importantes del aerogenerador es controlador, el cual regula la potencia generada por el mismo.

- Control de potencia por variación del ángulo de paso (Pitch control)
En este control se diferencian dos puntos de funcionamiento, que dependen si la potencia generada está por debajo del valor nominal o ya se ha alcanzado dicho valor. El control comprueba la potencia de salida, si es menor a la nominal modifica el ángulo de paso para aumentar dicha potencia ya que se requiere capturar la máxima energía procedente del viento. En cambio, el segundo punto de funcionamiento es cuando se ha alcanzado el valor nominal por lo que el ángulo se mantiene constante.
- Control de potencia por pérdida aerodinámica (Stall control)
Los aerogeneradores con este control tienen las palas unidas al buje en ángulo fijo, pero el perfil de la pala está aerodinámicamente diseñado para asegurar la pérdida de sustentación al alcanzar la velocidad de diseño. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que evitan las partes móviles.
- Control activo por pérdida aerodinámica (Active stall control)
Estos aerogeneradores se parecen a los de regulación por cambio del ángulo de paso en el sentido en que ambos tienen palas que pueden girar respecto a su propio eje. Sin embargo, cuando se alcanza la velocidad aumentara el ángulo de paso de las palas para que se produzca antes la pérdida de sustentación, con la finalidad de consumir el exceso de energía del viento generando turbulencias.

Con el funcionamiento del controlador hay cuatro bandas de velocidad a considerar en el funcionamiento de un aerogenerador (Figura 4). La primera banda va de cero a la velocidad mínima de generación. Por debajo de esta velocidad, la potencia generada solo sufre las pérdidas por fricción.

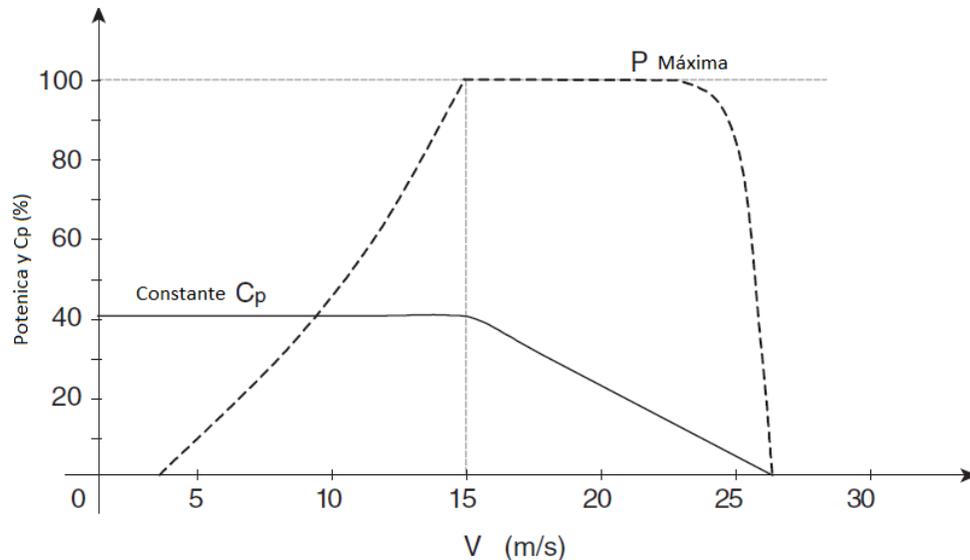


Figura 4. Rango de control de velocidad para aerogeneradores.

La segunda banda es la operación normal mantenida por el sistema de control de posición, donde aumenta la potencia hasta su valor nominal. En la tercera banda, para vientos de alta velocidad, la velocidad se controla como para mantener una potencia de salida constante, limitada solo por la capacidad del generador. Por encima de esta banda (a velocidades del viento de unos 25 m/s), el rotor las palas están alineadas en la dirección del viento, para evitar daños mecánicos en el generador eléctrico (límite de velocidad).

1.2. Energía solar

Los rayos emitidos por el Sol, rayos gamma, alcanzan la atmosfera terrestre pocos minutos después de dejar la superficie solar. Al llegar a la atmosfera, las nubes reflejan alrededor del 17% de la luz solar al espacio, el 9% se dispersa hacia atrás por las moléculas de aire y el 7% se refleja directamente de la superficie al espacio. Por lo tanto, la radiación incidente en la estratosfera se reduce aproximadamente un 35% al llegar a la superficie terrestre. En un día despejado la potencia luminosa a nivel del suelo es aproximadamente 1000 W/m^2 . En la siguiente figura se observa las diferentes radiaciones incidentes en el panel solar.

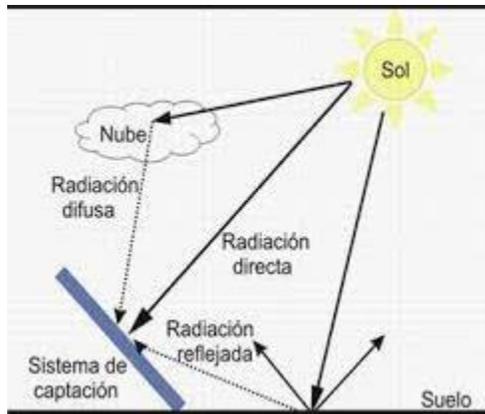


Figura 5. Tipos de radiación.

1.2.1. Tipos de paneles fotovoltaicos

- Paneles de silicio monocristalinos: se fabrican con bloques de silicio, que son de forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento y reducir los costes de cada celda, se recortan los lados de bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio y que le da la apariencia característica. La eficiencia de estos paneles está por encima del 15% y en algunos casos supera el 21%.
- Paneles de silicio policristalinos: en estos el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado, a continuación se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas. Este proceso de fabricación es más simple, por lo que los paneles son más baratos.

Los paneles policristalinos tienen generalmente menor resistencia al calor que los monocristalinos. Esto significa que en altas temperaturas funcionara peor que este último, teniendo una eficiencia que se encuentra entre el 15 y 18%.

- Paneles de película fina: estos se basan en depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado se puede encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si); de telurio de cadmio (CdTe); de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS); o de células fotovoltaicas orgánicas (OPC). Dependiendo del tipo, estos paneles presentan una eficiencia entre 7-15%.

1.2.2. Componentes de los sistemas fotovoltaicos

Generador

El panel solar está formado por un conjunto de celdas encargadas de la generación de energía. Estas celdas fotovoltaicas están formadas por dos tipos de material, generalmente silicio tipo p y silicio tipo n. La luz incidente en el panel ioniza los átomos en el silicio y el campo interno producido por la unión que separa las cargas positivas (huecos) de las cargas negativas (electrones). Los huecos se mueven hacia la capa positiva o capa tipo p y los electrones hacia la capa tipo n. Aunque estas cargas opuestas se atraen mutuamente, muchas de ellas solamente logran recombinarse a través del circuito externo.

Inversor

Es el encargado de convertir la corriente continua generada en el panel en corriente alterna. El inversor también es el responsable de asegurar, una onda sinusoidal de voltaje en la salida del generador, y la sincronización de voltaje y frecuencia. Además se encarga de que el sistema opere en el punto de máxima potencia (MPP), rastreándolo a medida que varía con la radiación. El proceso de inversión implica pérdidas de entre el 10-15%, que se deben tener en cuenta a la hora de dimensionar el sistema fotovoltaico.

La radiación incidente en el panel es variable y por lo tanto la generación de energía también. El generador debe adaptarse y asegurar que el punto de funcionamiento sea el de máxima transferencia de energía, esto se lo permite el inversor con el control del seguimiento del MPP, el cual chequea en tiempo real la corriente y el voltaje de dicho panel.

Además el inversor permite un desacoplamiento de potencia entre el lado de corriente continua y alterna. Las fluctuaciones de radiación introducen un voltaje rizado en los terminales del inversor, este suaviza el voltaje evitando que las variaciones se introduzcan en la red del lado de corriente alterna.

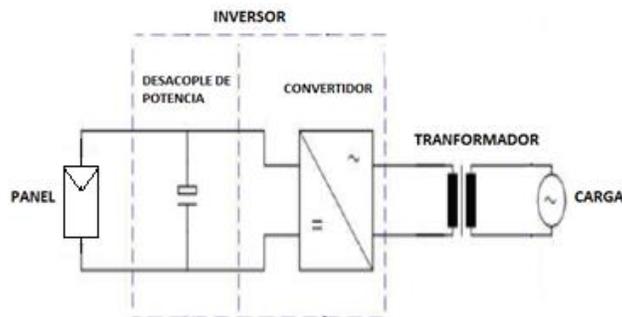


Figura 6. Esquema inversor fotovoltaico.

Diodos de bypass

Debido a que las celdas no son uniformes, la potencia disipada por las mismas no es constante, por lo que en algunas partes se puede incrementar la temperatura, denominado los puntos calientes. Estos puntos se pueden producir cuando el material de la celda se funde o se daña. Estos diodos de bypass reducen la formación de los puntos calientes, evitando altos voltajes y el aumento de temperatura del panel.

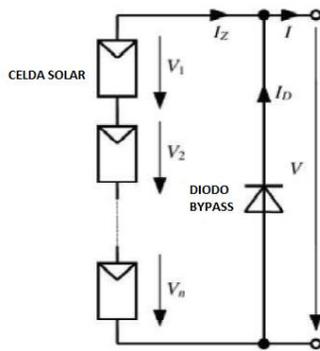


Figura 7. Diodo de bypass.

1.2.3. Generación de energía eléctrica

Los materiales semiconductores tienen bandas de energía permitida y prohibida en su espectro de energía electrónica. Dentro de la primera hay bandas de valencia y conducción, separadas por una brecha de energía. Los electrones ocupan la banda de valencia y pueden ser excitados en la banda de conducción por energía térmica o por absorción de fotones con energía superior a la brecha mencionada.

Cuando se ilumina el semiconductor, las cargas se acumulan en áreas opuestas, si se conecta un cable externo en las dos áreas, habrá circulación de corriente eléctrica. El circuito equivalente de una celda se muestra en la Figura 8.

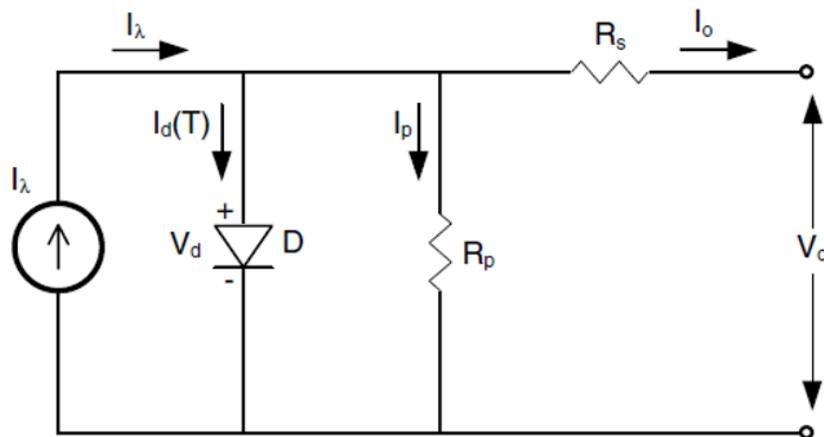


Figura 8. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica.

La corriente de salida I_o es igual a la corriente de fotones I_λ , que depende de la intensidad de la luz y de su longitud de onda; menos la corriente del diodo I_d , y la corriente de fuga de la celda I_p . La resistencia R_s representa la resistencia interna que se opone al flujo de corriente generada y la resistencia de contacto.

La corriente del diodo está dada por:

$$I_d = I_s \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V_O}{\eta \cdot k \cdot T}} - 1 \right)$$

Donde:

- I_s es la corriente de saturación del diodo.
- q es la carga del electrón ($1,6 \times 10^{-19}$)
- V_O es el voltaje a circuito abierto.
- η es el factor de identidad del diodo.
- k es la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$)
- T es la temperatura absoluta en grados Kelvin.

Por lo que la corriente suministrada a la carga está dada por:

$$I_o = I_\lambda - I_s \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V_O}{\eta \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V_O}{R_p}$$

1.2.4. Características eléctricas

Los módulos fotovoltaicos producen una salida determinada principalmente por el nivel de radiación incidente. Se caracteriza, para condiciones externas dadas, por una curva I-V como se muestra en la Figura 9. La potencia depende del punto de operación y se maximiza para la operación cerca del codo de dicha curva, conocido como el punto de máxima potencia (MPP). La calidad de una celda se puede calificar por la cuadratura de la característica I-V. Esto se cuantifica en términos de la relación entre el voltaje en circuito abierto (donde la curva corta el eje de abscisas) multiplicado por la corriente de circuito cerrado (donde la curva corta el eje de ordenadas), dividido por la potencia en el MPP.

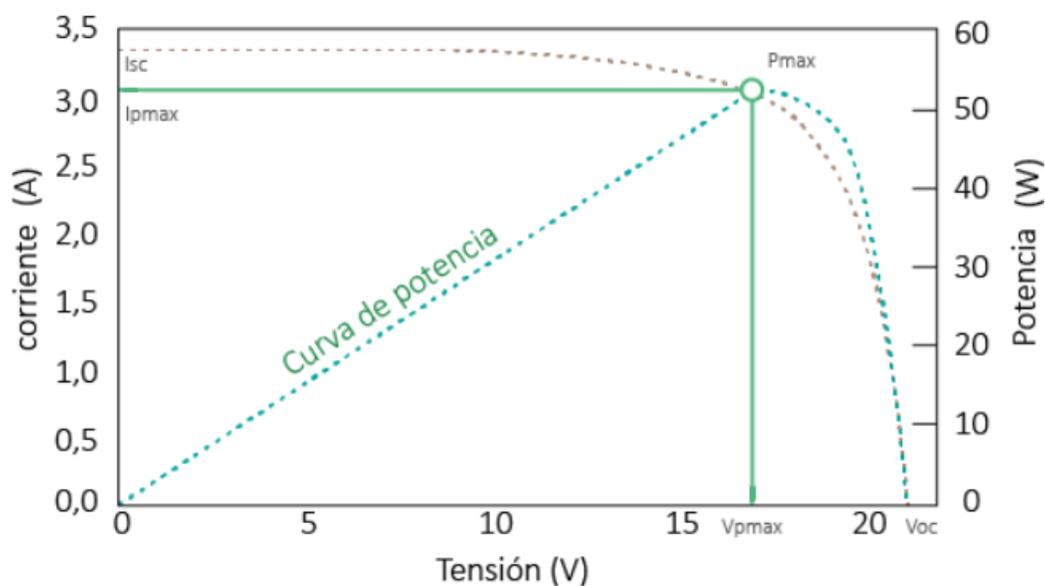


Figura 9. Curva I-V del panel solar.

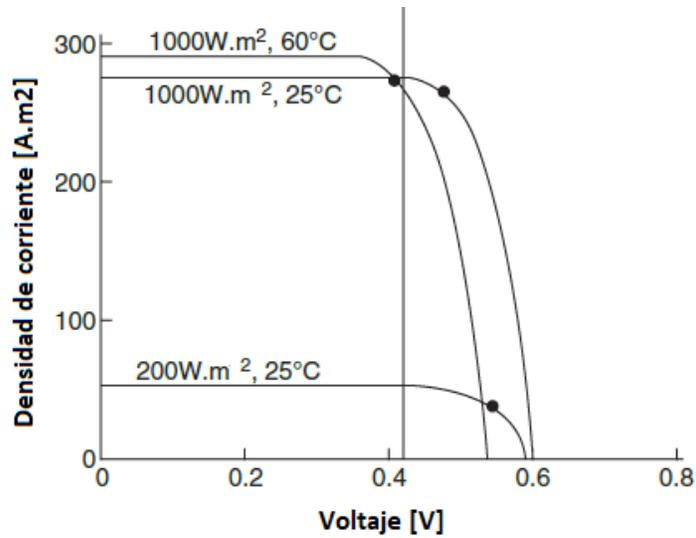


Figura 10. Impacto de la variación de la radiación y la temperatura en la curva característica I-V del panel.

Como se muestra en la Figura 10, la radiación y la temperatura afectan la forma de la curva I-V y el voltaje al que se produce el MPP. El convertidor electrónico en el sistema fotovoltaico también se utiliza para controlar el voltaje de funcionamiento lo más cerca posible a dicho punto, a medida que cambia con el nivel de radiación y en menor medida con la temperatura del panel. Los paneles fotovoltaicos tienen una capacidad de almacenamiento de energía insignificante y su producción varía instantáneamente con los cambios de radiación.

CAPÍTULO 2

Introducción a simulación en DigSILENT

DigSILENT PowerFactory es una herramienta muy importante en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Este programa permite el estudio de sistemas eléctricos de diversas aplicaciones: generación, transmisión, distribución e industrial. Este programa posee funciones y base de datos, que agiliza los cálculos, y combina capacidad de modelado flexible y altamente confiable con algoritmos de solución eficientes.

2.1. Flujo de potencia

Uno de los más comunes procedimientos computacionales usados en el análisis de sistemas de potencia es el cálculo de flujo de potencia o flujo de cargas. La planificación, diseño y operación de los sistemas de potencia requieren de tales cálculos para analizar el desempeño en régimen estacionario de dicho sistema bajo varias condiciones de operación y estudiar los efectos del cambio en configuraciones y equipos.

Para realizar el flujo de potencia se debe presionar el botón “Calculo de flujo de potencia” en la barra de herramientas del programa, que se muestra en la Figura 11. A continuación se abre la pestaña de configuración de cálculo (Figura 12).



Figura 11. Herramienta de cálculo de flujo de potencia en DigSILENT.

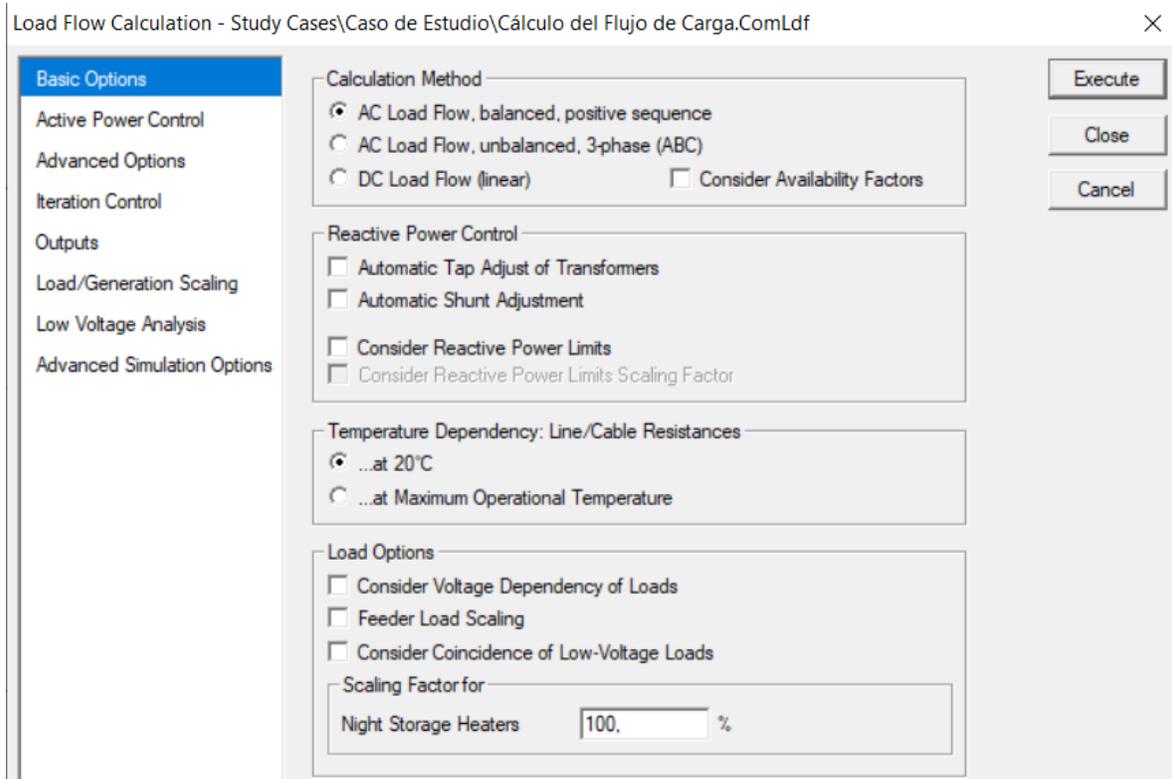


Figura 12. Configuración del cálculo de flujo de potencia.

En esta pestaña se configura si el cálculo se realiza con cargas balanceadas, desbalanceadas, o para flujo continuo. También se puede seleccionar si en el sistema hay control de potencia reactiva y la temperatura de funcionamiento de los conductores. Una vez configurado se ejecuta el cálculo dando clic en la opción “Execute” y el programa procede a realizar el flujo de potencia. Los resultados se pueden visualizar en la ventana de resultados, marcado 1 en la Figura 13, o seleccionando el componente que se quiera visualizar en el botón “editar objetos relevantes para el cálculo”, marcado 2 en la Figura 13.

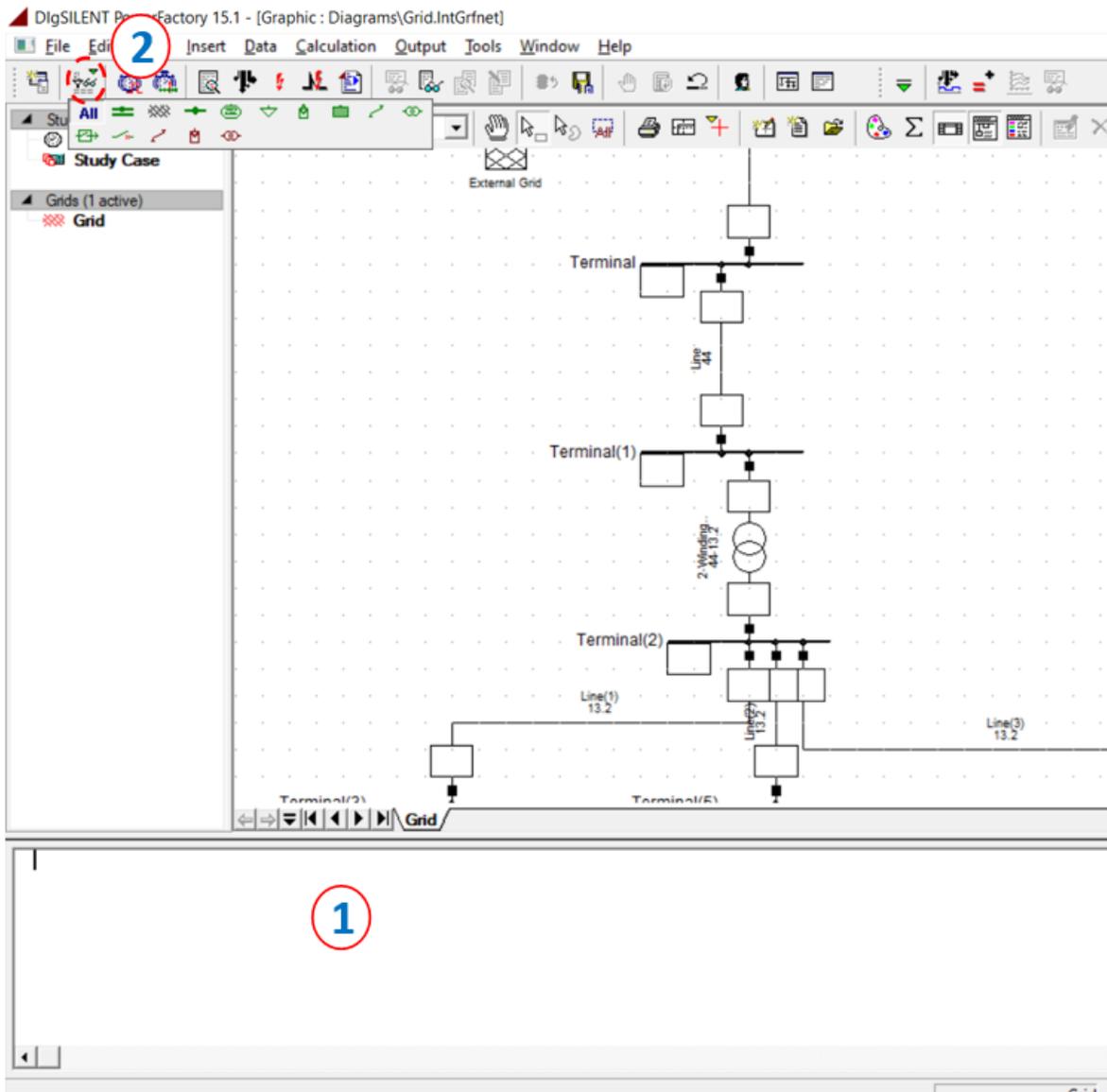


Figura 13. Ventana de resultados DigSILENT.

2.2. Cortocircuito

El cortocircuito es uno de los eventos más destructivos en sistemas de potencia ya que estos eventos producen elevadas corrientes que circulan por todos los equipos produciendo efectos térmicos devastadores así como también esfuerzos mecánicos.

Luego de simular el flujo de potencia, se selecciona el botón de cálculo de cortocircuito que se encuentra en también en la barra de herramienta, mostrado en la Figura 14. De esta forma se abre la ventana que se observa en la Figura 15.



Figura 14. Herramienta de cálculo de cortocircuito en DigSILENT.

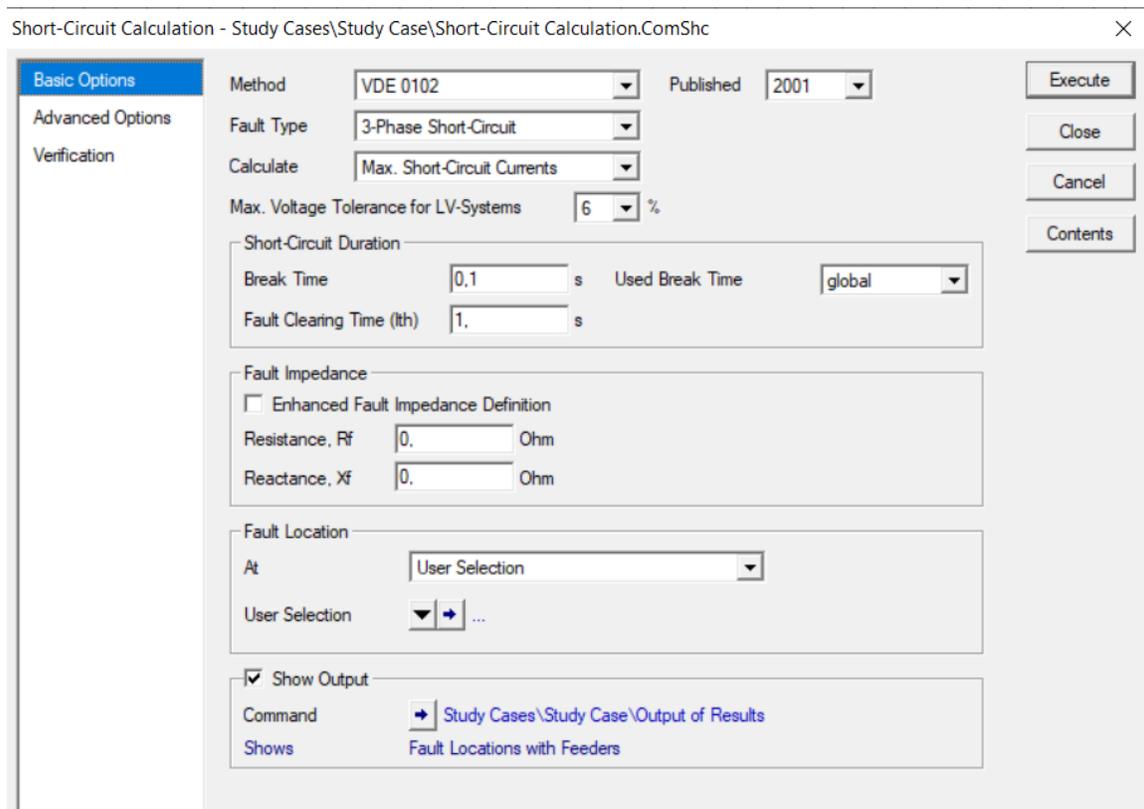


Figura 15. Configuración del cálculo de cortocircuito.

En esta ventana se puede modificar:

Method: se selecciona el método en el que se basa el cálculo de cortocircuito, de acuerdo a diferentes normas

- Norma VDE 0102.
- Norma IEC 60909.
- Norma ANSI.
- Método completo
- Norma IEC 61363.

Además se puede seleccionar que versión en “Published”.

Fault Type. En esta se elige el tipo de falla.

- Falla trifásica.
- Falla bifásica.
- Falla monofásica a tierra.
- Falla bifásica a tierra.
- Falla fase y neutro.
- Falla neutro a tierra.
- Falla bifásica a neutro
- Falla bifásica con neutro a tierra.
- Falla trifásica a neutro.
- Falla trifásica, con neutro a tierra.
- Falla trifásica desbalanceado.

ShortCircuit duration: se configura el tiempo en el que se produce la falla, y la duración de la misma, es decir el tiempo en el que se despeja la falla.

Fault impedance: se configura la resistencia y reactancia de la impedancia de falla.

Fault location: En esta parte se selecciona el lugar de la falla.

- Todas las barras.
- Todas las barras y nodos.
- Seleccionar una barra específica.

Finalmente se selecciona la opción ejecutar para realizar el cálculo de cortocircuito, y al igual que en el flujo de potencia los resultados se pueden observar en la ventana de resultados o en la opción “editar objetos relevantes para el cálculo”.

2.3. Simulación cuasi-dinámica

Siempre se trata de identificar los diversos factores que afectan el rendimiento de la red eléctrica y evaluar las características de la red en diferentes condiciones. Estas pueden verse afectadas por cambios en la carga de potencia activa, la potencia de salida de las FER, el programa de mantenimiento y las interrupciones no programadas. En este sentido, se puede analizar el comportamiento del sistema en un intervalo de tiempo utilizando la simulación cuasi-dinámica.

2.3.1. Definición de las variables de salida para el monitoreo y análisis de la red

De forma predeterminada, se definen varios parámetros para que algunos elementos del sistema de potencia se muestren en la salida de la simulación. Como se muestra en la Figura 16, para acceder a estos elementos se deben seguir los siguientes pasos.

- Hacer clic en el botón “Edit Results Variable” (marcado 2 en la Figura 16).
- Seleccionar el tipo de resultados deseados con base en el análisis de flujo de carga, que incluye CA equilibrado, CA desequilibrado, o CC (marcado 3 en la Figura 16).
- Por defecto, es posible monitorear salidas para algunos elementos como red, transformador, líneas, y alimentadores. Para modificar las variables, ir al diálogo del navegador haciendo doble clic en cada elemento disponible (marcado 4 en la Figura 16).
- En la ventana emergente, ir a “AC/DC Quasi-Dynamic Simulation” y luego seleccionar las variables del conjunto disponibles.
- Se puede usar el botón “New Object” para definir nuevos elementos (marcado 5 en la Figura 16).
- En la ventana emergente, ingresar la clase de objeto en el cuadro “Class Name”. Todos los objetos tienen un nombre de clase específico. Por ejemplo, el nombre de la clase del sistema fotovoltaico es “ElmPvsys”.
- Presionar la tecla “tab” para actualizar el diálogo y luego seleccionar el conjunto de variables deseado para el elemento definido a través de la página deseada.

Otra forma de monitorear cada elemento de la red es la siguiente:

- Hacer clic derecho en los elementos deseados.
- Seleccionar la opción “Results for Quasi-Dynamic Simulation” de la sección “Define”.

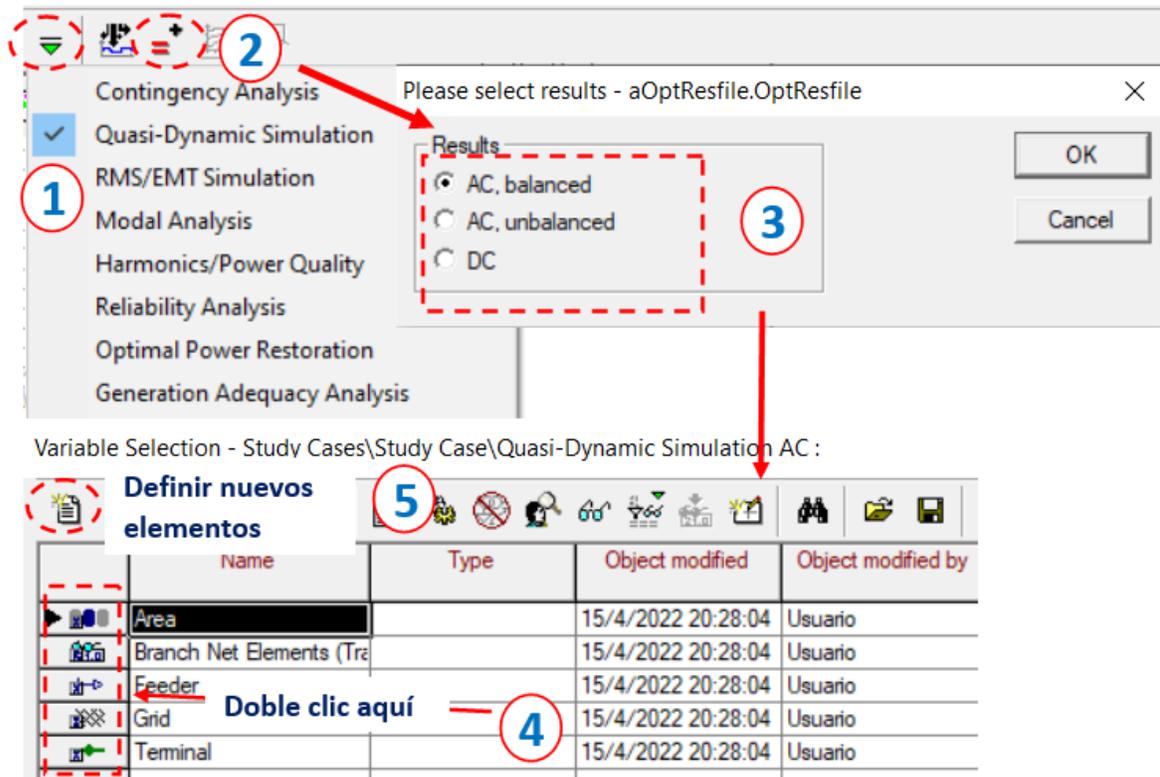


Figura 16. Proceso de definición de las variables para el seguimiento de la simulación Cuasi-Dinámica.

2.3.2. Ejecutar la simulación

La simulación cuasi-dinámica realiza una serie de análisis de flujo de carga durante un intervalo definido por el usuario y muestra los resultados en función de las variables definidas. Para realizar dicha simulación, presionar el botón “Calculation” ubicado en el menú principal y seleccionar “Quasi-Dynamic Simulation”. Luego aparecerá el diálogo de configuración, que contiene los siguientes ajustes:

- I. **Pestaña de flujo de carga:** se puede modificar el tipo de análisis de flujo de carga en esta sección (marcado 2 y 3 en la Figura 17).
- II. **Pestaña periodo de tiempo:** en esta sección se determina el periodo de tiempo que se pretende analizar el rendimiento del sistema de energía. El periodo puede variar de algunas horas hasta varios años (marcado 4 en la Figura 17).
- III. **Pestaña step size:** el tamaño de los pasos necesarios para ejecutar la simulación en el intervalo determinado se especifica en esta sección. Los pasos de tiempo se pueden ajustar desde un segundo hasta varios años según el tipo de red y la información requerida. El valor ingresado en el cuadro “Step” debe ser un número entero positivo (marcado 5 en la Figura 17).

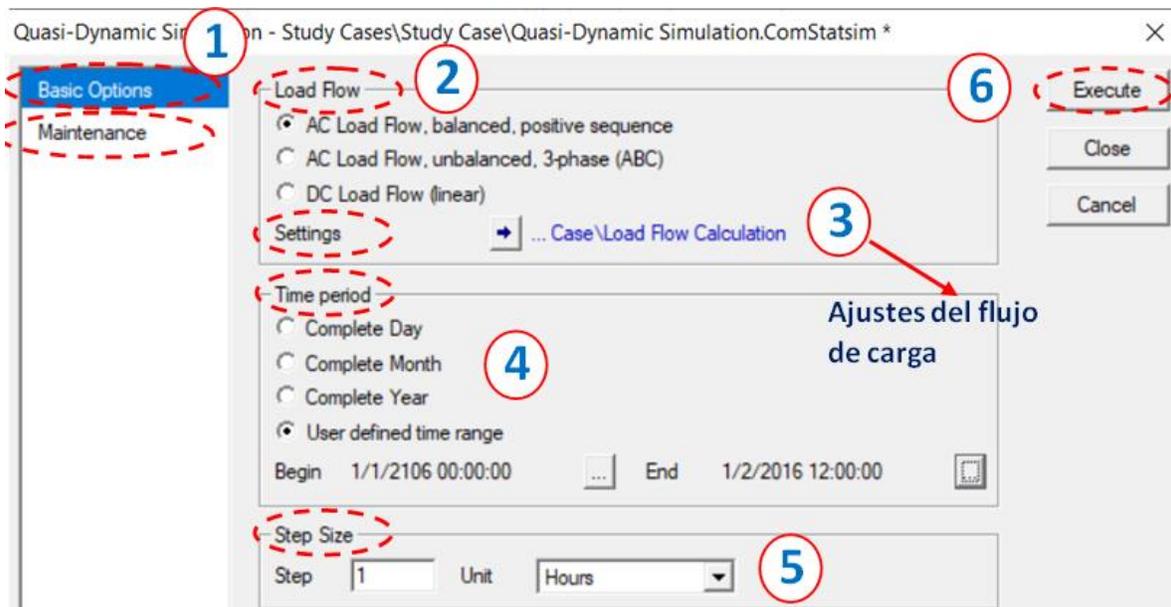


Figura 17. Proceso de realización de simulación cuasi-dinámica.

2.3.3. Resultados

Hay dos formas de ver los resultados de la simulación, (1) diagramas de tiempo de las variables de salida a través del icono “Create Subplot” en el menú simulación cuasi-dinámica, (2) informes de las variables de salida en forma de tablas diferentes a través del icono “Quasi-Dynamic Simulation Reports” en el menú de simulación.

Los pasos necesarios para evaluar los elementos del sistema en forma de ilustración gráfica se describen a continuación:

- Hacer clic en el icono “Create Subplot” (marcado 1 en la Figura 18).
- Ir a la pestaña “y-Axis” (marcada 2 en la Figura 18).
- Determinar el elemento deseado haciendo doble clic en el cuadro “Element” (marcado 3 en la Figura 18).
- Determinar las variables deseadas haciendo doble clic en el cuadro “Variable” (marcado 4 en la Figura 18).
- Ir a la pestaña “x-Axis” y determinar el rango “x-Axis Variable”.
- Ir a la pestaña “Advanced” y especificar diferentes índices, como el tipo de gráfico (curvas o barras) o descripción del eje.

Además de los diagramas gráficos, es posible ver los resultados de la simulación en forma de diferentes tablas para el rango de carga y el rango de tensión de los elementos definidos. Para obtener estos valores, se debe seleccionar “Quasi-Dynamic Simulation Reports” y luego aplicar las configuraciones requeridas para ver las salidas. Las herramientas disponibles para acceder a los informes de texto se muestran en la Figura 19.

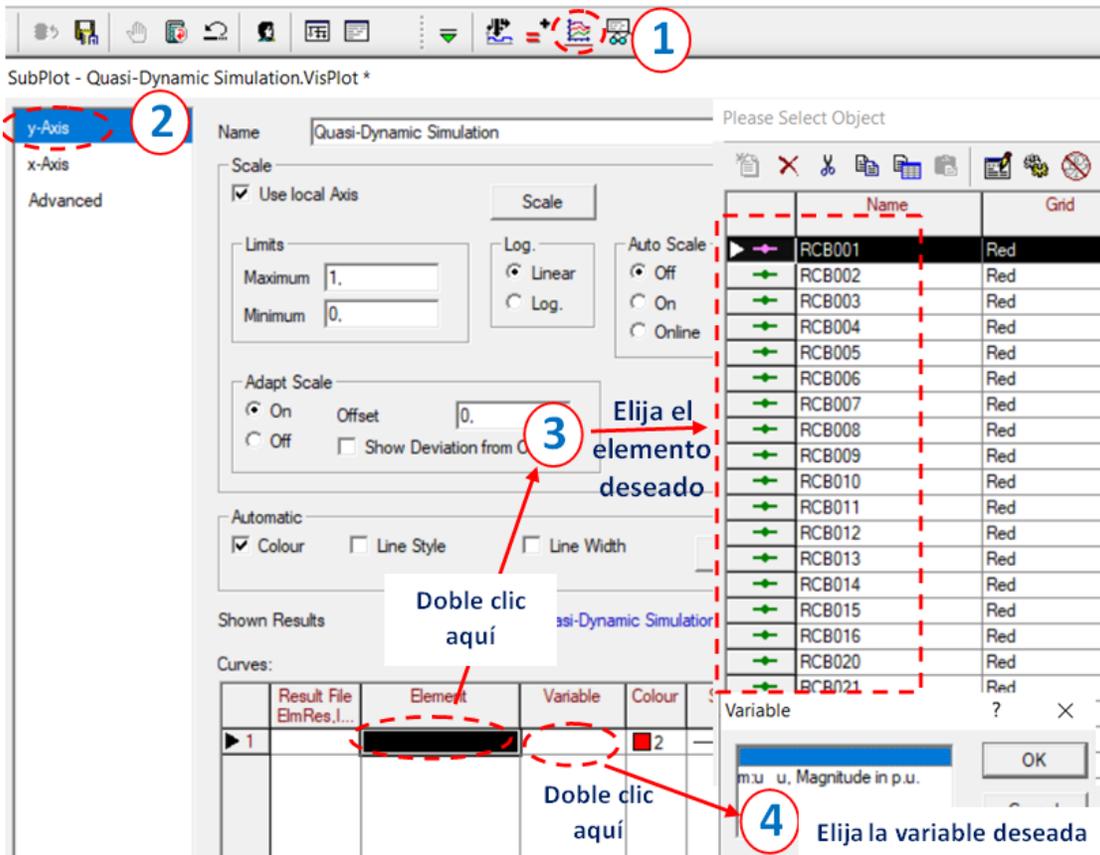


Figura 18. Configuración para dibujar resultados de análisis cuasi-dinámico.

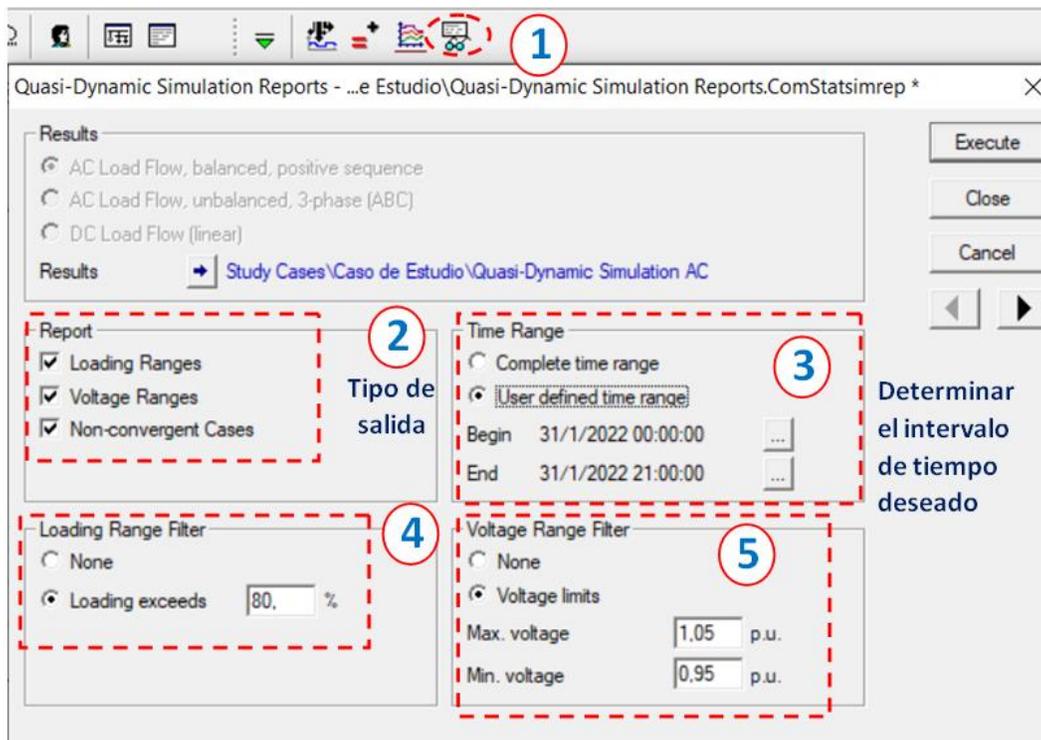


Figura 19. Configuración para acceder a informes de texto de análisis cuasi-dinámico.

CAPÍTULO 3

Modelo de fuentes renovables

El software DigSILENT PowerFactory tiene gran capacidad para realizar diversos estudios en el sistema eléctrico, en especial con fuentes de energía renovables.

Las diversas tecnologías que incluye son, sistema fotovoltaico (PV), generador eólico y pila de combustible, que se pueden modelar utilizando dos formas. Como se muestra en la Figura 20, es posible implementar dichos sistemas usando la barra de herramientas de dibujo.

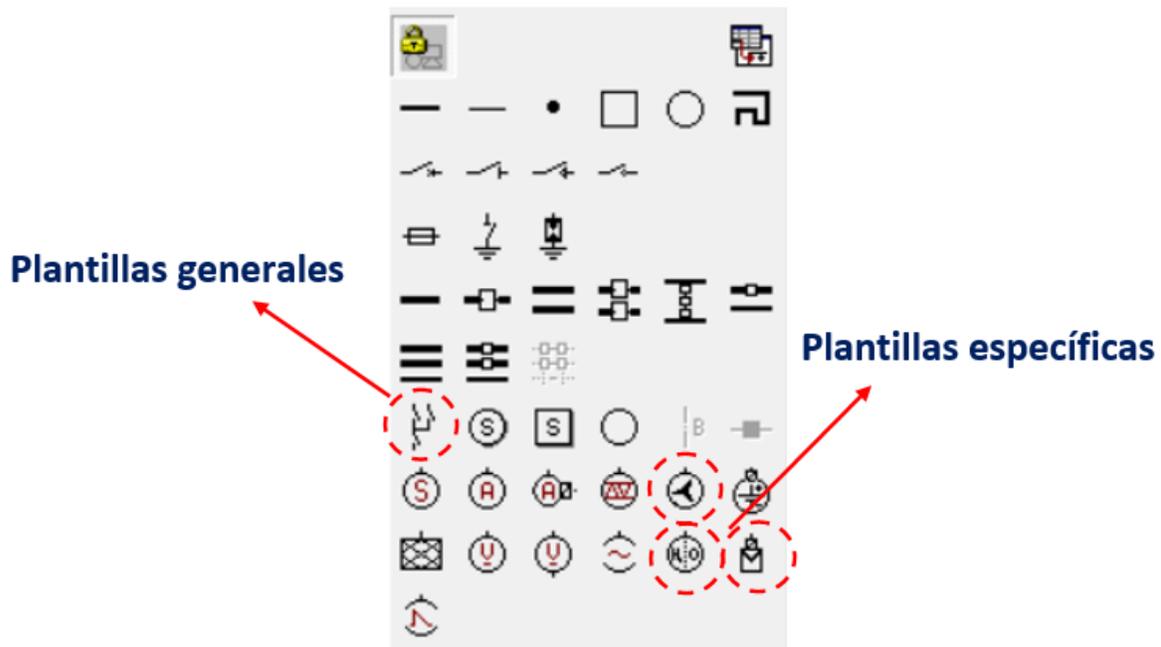


Figura 20. Rutas para acceder a las energías renovables

- I. **Plantillas específicas (Specific Templates):** En este modo los usuarios pueden utilizar turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos y pilas de combustible. Después de seleccionar cada una de estas fuentes, se deben proporcionar las condiciones necesarias para la conexión y operación de la FER en la forma de sistema de energía. Una de las cosas más importantes en estas plantillas es el uso de un transformador adecuado para ajustar los voltajes en las barras colectoras de la red.
- II. **Plantillas generales (General templates):** en este modo se puede aplicar la turbina eólica en modo de generador de inducción de doble alimentación (DFIG), sistema de resistencia de rotor variable o también como convertidor de capacidad nominal completa. También permite a los usuarios acceso a los sistemas fotovoltaicos y la batería de control de frecuencia. La principal ventaja de este modo es que todo el equipo necesario, incluido el diseño del transformador para conectar las FER a la red, se agrega al grafico mediante el software. Para aplicar esta plantilla hay que realizar los siguientes pasos.

- Seleccionar la opción “General templates” de la herramienta de dibujo, se abrirá una ventana nueva.
- Desde la ventana abierta, seleccionar la FER deseada (eólico, solar o batería como se mencionó)
- Luego, arrastrar el mouse a la cuadrilla de dibujo y hacer clic con el botón izquierdo, se colocara el esquema de la FER con transformador incluido.
- Finalmente, hacer clic derecho para cerrar la ventana inicial.

En las secciones siguientes se describen la configuración requerida y las herramientas importantes para los sistemas eólico y solar.

3.1. Aerogenerador en PowerFactory

El uso inadecuado de las fuentes de energía renovable baja el rendimiento de la red, por lo que se debe definir un modelo adecuado para el aerogenerador. Este se puede examinar desde diferentes perspectivas, las cuales se describirán en las secciones siguientes.

3.1.1. Configuración básica

En las opciones de plantillas generales se pueden seleccionar aerogeneradores (escritos como DFIG) desde 1 MW hasta 6 MW. Una vez seleccionada se deben realizar los ajustes básicos de acuerdo con la operación del sistema en la pestaña “Basic Data”, de la ventana que se abre al hacer doble clic en la turbina. Los ajustes importantes de dicha pestaña se muestran en la Figura 21. Los generadores que se utilizan en las turbinas eólicas son máquinas asincrónicas, la configuración del mismo debe aplicarse correctamente para evitar la caída de voltaje en las diferentes zonas de la red eléctrica. De acuerdo con la Figura 21, los parámetros estructurales de las máquinas asincrónicas, incluida la velocidad nominal, la potencia nominal, la frecuencia, el número de pares de polos, la impedancia de secuencia cero y la curva de velocidad se pueden ajustar a través de la sección “Type” (marcado 1 en la Figura 21). También se puede cambiar el número de máquinas en paralelo en la misma pestaña (marcado 2 en la Figura 21).

El tipo de máquina debe estar en modo generador (marcado 3 en la Figura 21). Las turbinas se pueden operar en tres modos, máquina asincrónica (asynchronous machine), DFIG (double fed induction machine) y resistencia variable del rotor (with variable rotor resistance) (marcado 4 en la Figura 21).

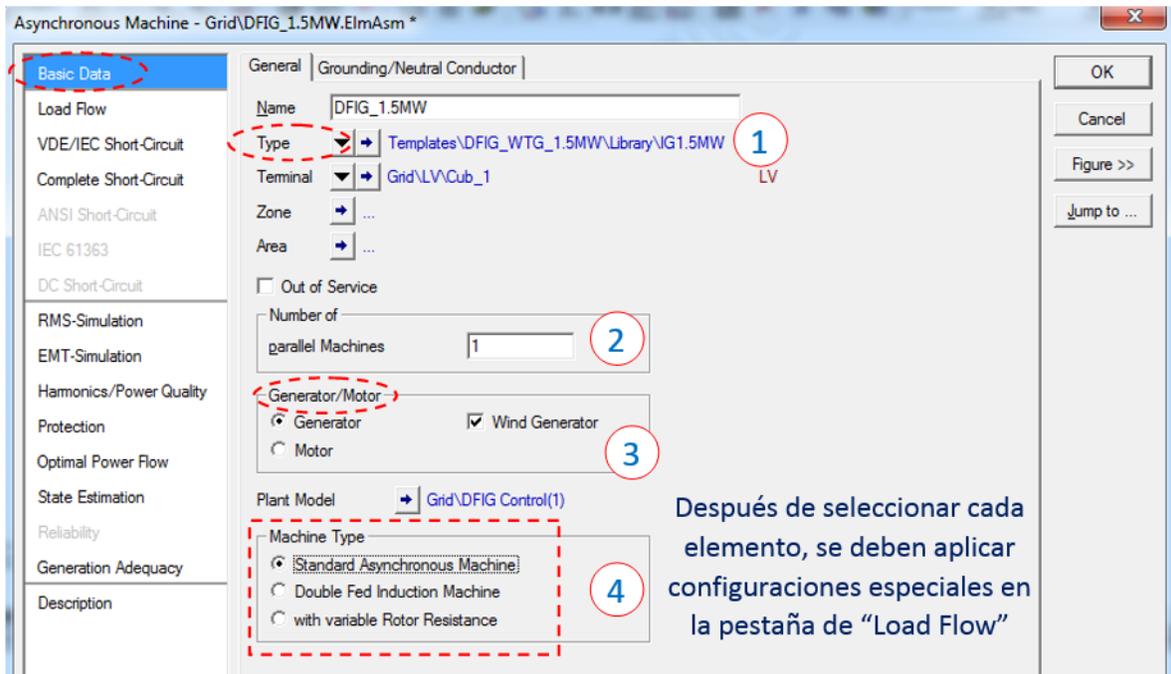


Figura 21. Configuración necesaria para turbinas eólicas.

- I. **Standard Asynchronous Machine:** en este modo, los usuarios pueden determinar la configuración de la barra colectora y la cantidad de energía inyectada a la red a través de la pestaña “Load Flow”. Mediante el nodo “PQ”, se podrá controlar tanto la potencia activa inyectada como la potencia reactiva inyectada y absorbida.
- II. **Double Fed Induction Machine:** al usar este modo, se tendrá más opciones que la máquina asincrónica estándar para aplicar configuraciones avanzadas. Además de los ajustes mencionados, es posible controlar el nivel de voltaje o la caída de voltaje (marcado 1 en la Figura 22). También es posible utilizar la curva de capacidad específica para cada generador asíncrono (marcado 2 en la Figura 22)
- III. **Variable rotor resistance:** aplicando este caso, además de los ajustes existentes en el primer caso, se puede controlar el deslizamiento de la máquina. El deslizamiento de inducción se puede determinar en modo fijo o variable con la potencia activa. El uso de modo variable puede tener un impacto significativo en los estudios de estado transitorio del sistema de energía.

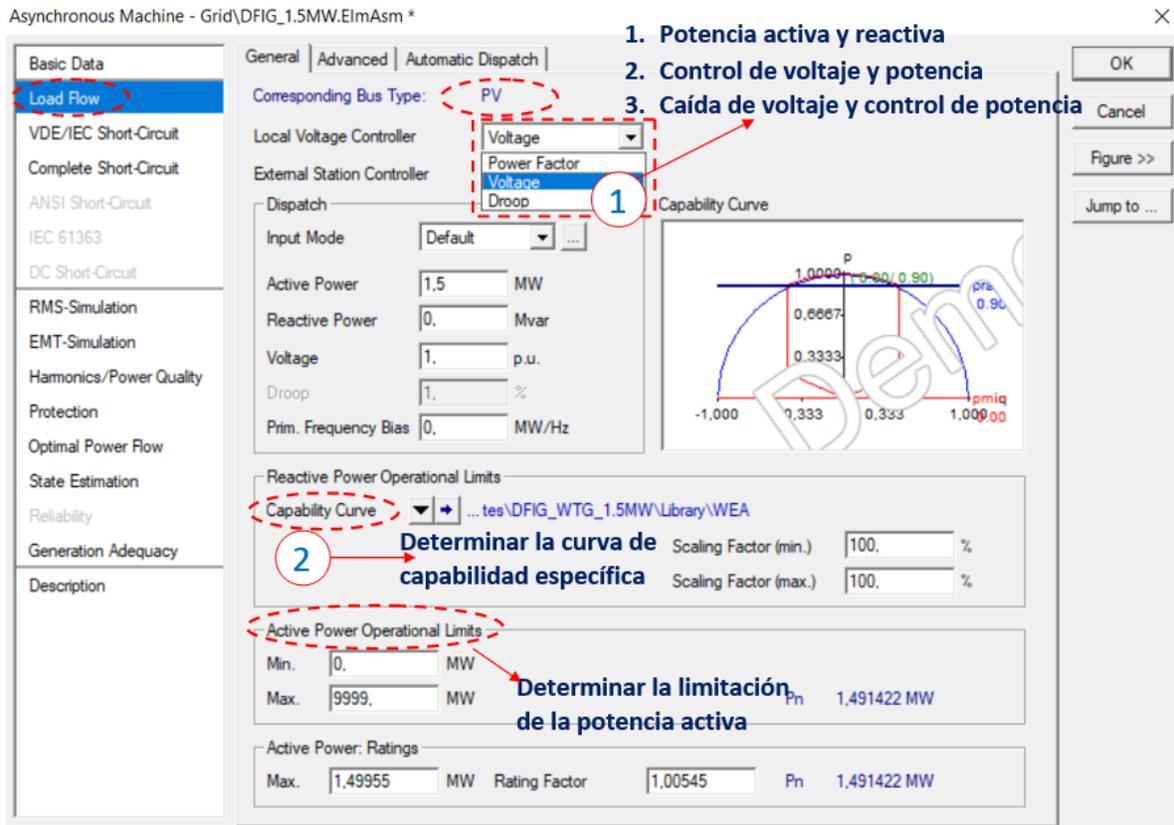


Figura 22. Ajustes necesarios en modo DFIG.

3.1.2. Modelo probabilístico.

Para utilizar el modelo probabilístico en PowerFactory se deben seguir los siguientes pasos:

- Luego de seleccionar el aerogenerador como se explicó en la sección anterior, ir a su configuración.
- Ir a la pestaña “Generation Adequacy” (marcada 1 en la Figura 23) y activar el cuadro “Wind Model” (marcado 2 en la Figura 23).
- En el cuadro de Wind Model, seleccionar el “Stochastic Wind Model (Weibull Distribution)”.
- En el cuadro “Weibull Distribution for Wind Speed”, seleccionar “Mean and Beta” de la selección disponible (marcada 3 en la Figura 23).
- Luego especificar los valores del parámetro de forma (Beta) y de escala (Mean) (marcado 4 en la Figura 23)

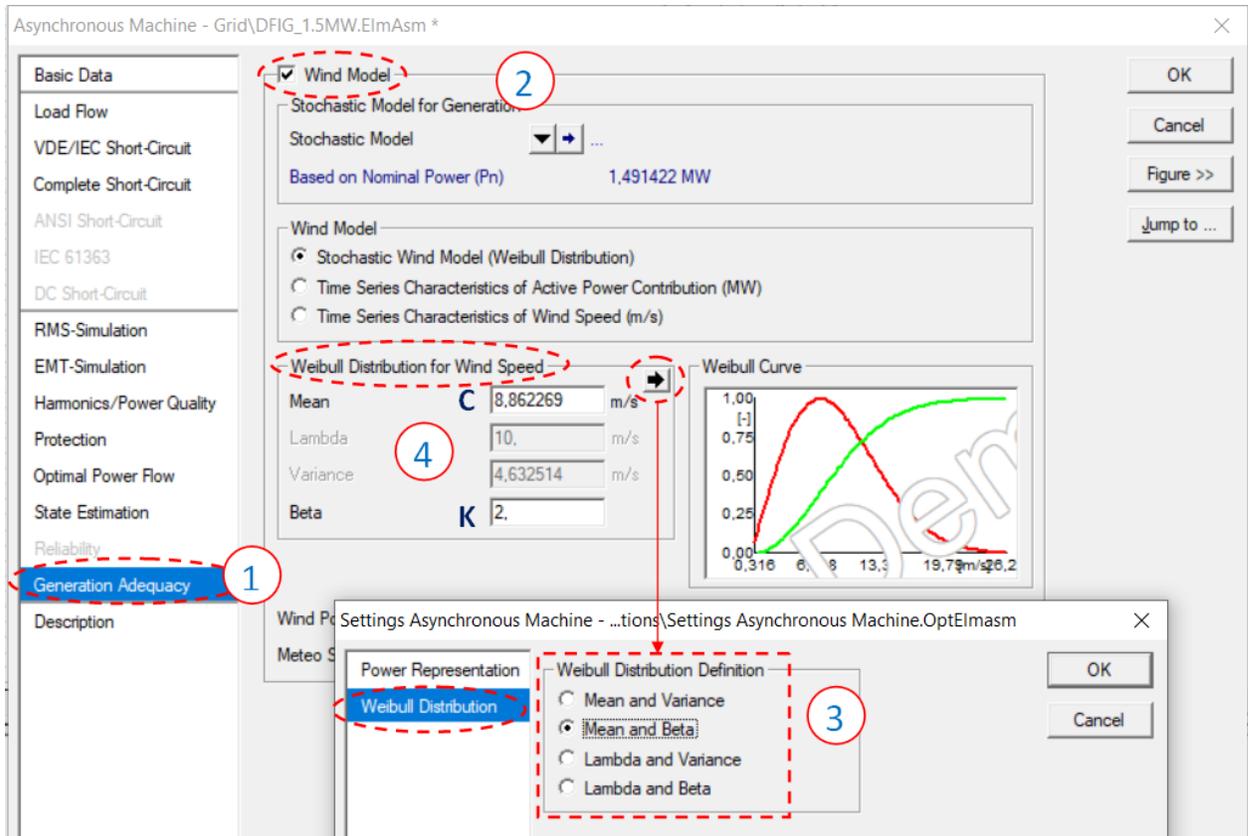


Figura 23. Proceso de creación de modelo probabilístico (modelo de Weibull)

Para modelar con precisión el método de Weibull, es necesario determinar correctamente la curva de potencia-velocidad y la información meteorológica. Se deben realizar los siguientes pasos para dicha curva:

- Ir a la pestaña “Generation Adequacy”.
- Seleccionar “New Project Type” en la sección “Wind Power Curve” (marcado 1 en la Figura 24),
- En la ventana abierta, hacer clic derecho en el cuadro “Power Curve” y luego selección “Append n Rows”. Después asignar el número de filas necesarias (marcado 2 y 3 en la Figura 24).
- La curva de potencia-velocidad se puede realizar con una tabla creada, importándola a PowerFactory, o colocando los valores manualmente.

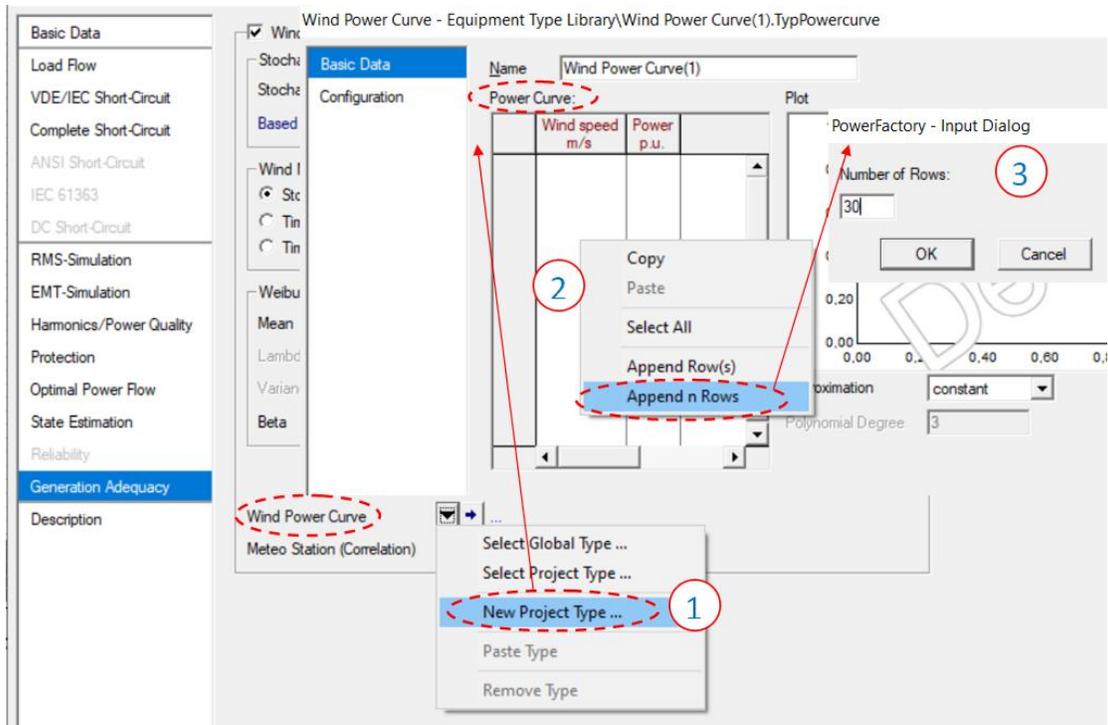


Figura 24. Proceso de determinación de la curva potencia-velocidad para aerogeneradores

En la Figura 25 se muestra como ejemplo una curva potencia-velocidad de una turbina de 100kW realizada con los pasos descritos. Como se puede observar, a través de la pestaña “Basic Data” se puede ingresar la información de la curva (marcado 1 y 2 en la Figura 25). Además, se puede seleccionar el tipo de aproximación de la curva, teniendo 5 opciones disponibles (marcado 3 en la Figura 25). En la pestaña de “Configuration” (marcada 4 en la Figura 25) se puede cambiar el método de ingresar los valores, es decir en MW o en por unidad (pu).

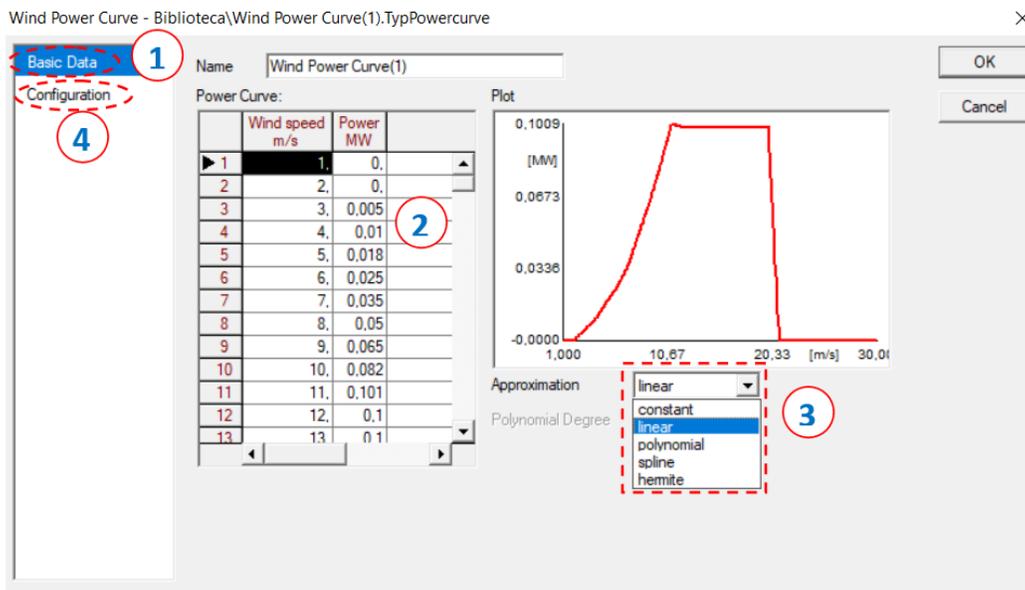
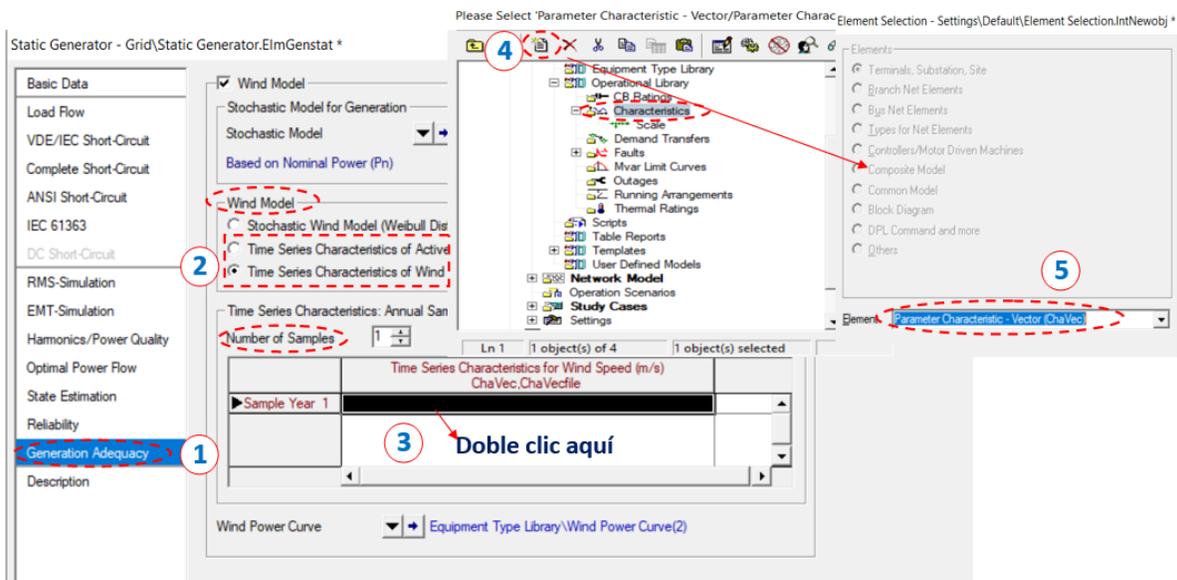


Figura 25. Curva potencia-velocidad en PowerFactory.

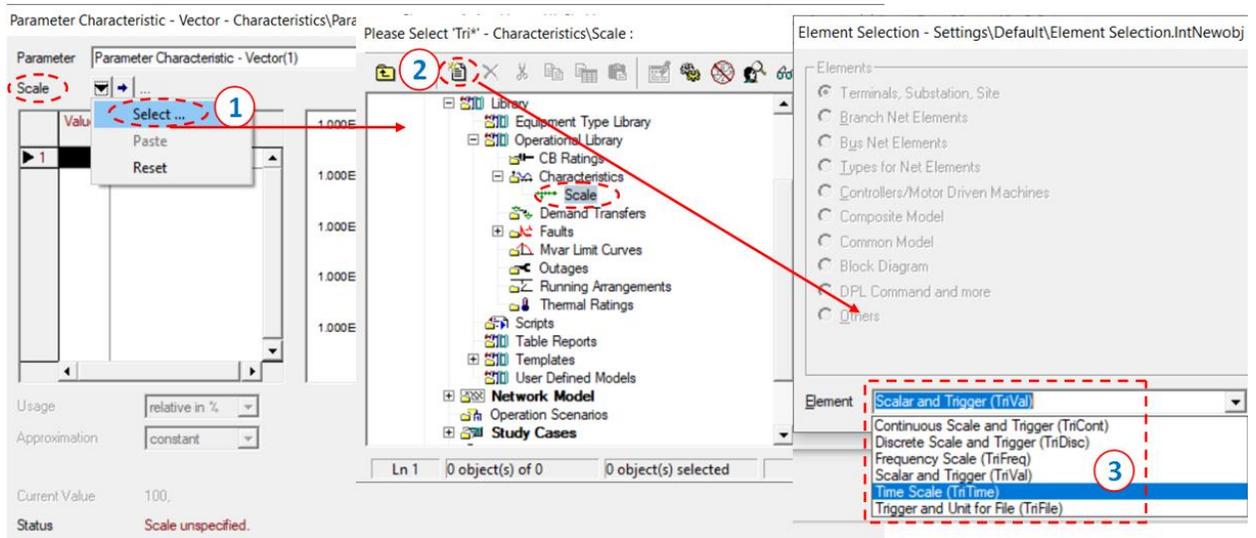
3.1.3. Modelo de serie temporal

Utilizando series de tiempo predominantes, la velocidad del viento o la potencia producida de las turbinas eólicas se puede predecir en diferentes intervalos (por hora, mensual o estacionalmente). Para ingresar el modo de serie temporal en PowerFactory se deben implementar los siguientes pasos:

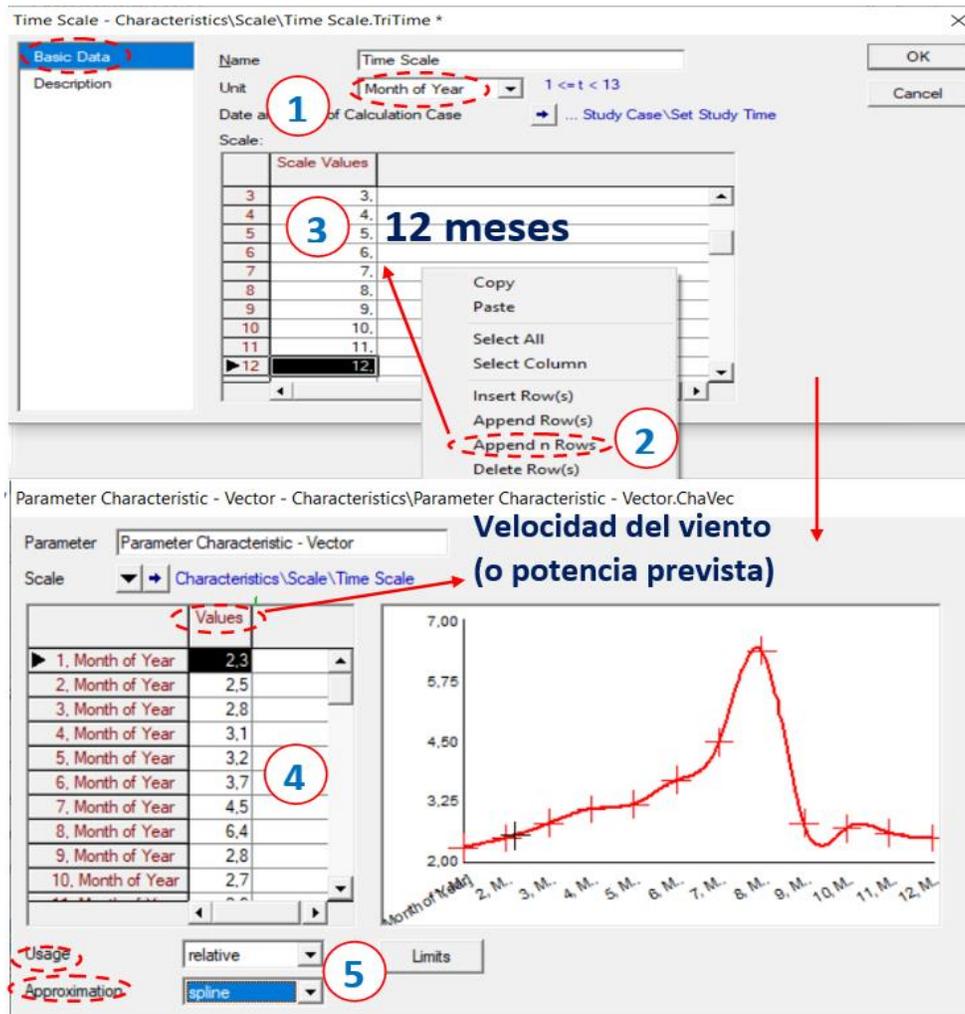
- Ir a la pestaña de “Generation Adequacy” y activar “Wind Model”.
- Seleccionar la opción “Time Series Characteristic of Active Power Contribution” o “Time Series Characteristic of Wind Speed” (marcado 2 en la Figura 26a).
- Se puede cambiar el número de años estudiados a través de cuadro “Numbers of Sample” (marcado 3 en la Figura 26a).
- Hacer doble clic en el cuadro de time series (marcado 3 en la Figura 26a).
- En la venta que se abre ir a “Operational Library” y seleccione el botón “New Object” en la carpeta “Characteristics”. Luego definir la nueva característica (marcado 4 y 5 en la Figura 26a).
- Después ir a la opción “Scale” y seleccionar el botón “New Object” en la carpeta “Characteristics”. Luego definir el la opción “Time Scale” (marcado 1 a 3 en la Figura 26b).
- En la ventana emergente, seleccionar el intervalo de tiempo deseado (día, mes, año) e ingresar los valores relacionados usando la opción “Append n Rows”. Por ejemplo, para la unidad “month of year” se deben agregar 12 filas por año (marcado 1 a 3 en la Figura 26c).
- Luego regresar a la ventana “Time Series Characteristics” e ingresar los valores de time series para la velocidad del viento en cada fila (marcado 4 en la Figura 26c)



(a)



(b)



(c)

Figura 26. Proceso de determinación de las características de la serie temporal (a) definición de la serie temporal, (b) determinación de la escala del proyecto y (c) ajuste de los valores requeridos.

Es importante señalar que se debe definir una potencia nominal para cada aerogenerador a través de la pestaña “Basic Data” para utilizar las funciones probabilísticas o de serie de tiempo. Luego, al ejecutar el análisis de flujo de carga o cualquier otro análisis, la potencia nominal de la turbina eólica cambiara según la información ingresada en la pestaña “Generation Adequacy”.

3.2. Sistema fotovoltaico en PowerFactory

3.2.1. Modo “Active Power Input”

En este modo, se pueden modelar sistemas fotovoltaicos en función de los cambios diarios en la potencia de salida. Para esto se deben seguir los siguientes pasos:

- Hacer doble clic en el sistema fotovoltaico.
- Seleccionar el modo “Active Power Input” de la sección “Model” en la pestaña “Basic Data”.
- Ir a la sección “Operation Point” en la pestaña “Load Flow”.
- Hacer clic derecho en el cuadro “Active Power” (marcado 1 en la Figura 27) y luego seleccionar “Add Project Characteristic – Time Characteristics” (marcado 2 en la Figura 27).
- En la ventana abierta, ir a “Operation Library” y seleccionar el botón “New Object” en la carpeta “Characteristics” (marcado 3 en la Figura 27)
- Después de los pasos anteriores, un nuevo objeto de la clase “ChaTime” se abre automáticamente.
- Al utilizar la opción “Table Data”, el perfil de potencia de salida del sistema fotovoltaico se puede importar directamente a la tabla existente, así como mediante la opción “File Data”. Este perfil se puede importar a PowerFactory a través de un archivo Excel externo.

En la Figura 28 se muestra el perfil de potencia activa para un sistema fotovoltaico de 60kW que se realizó a través de los pasos anteriores. Esta curva cambia con las diferentes estaciones del año.

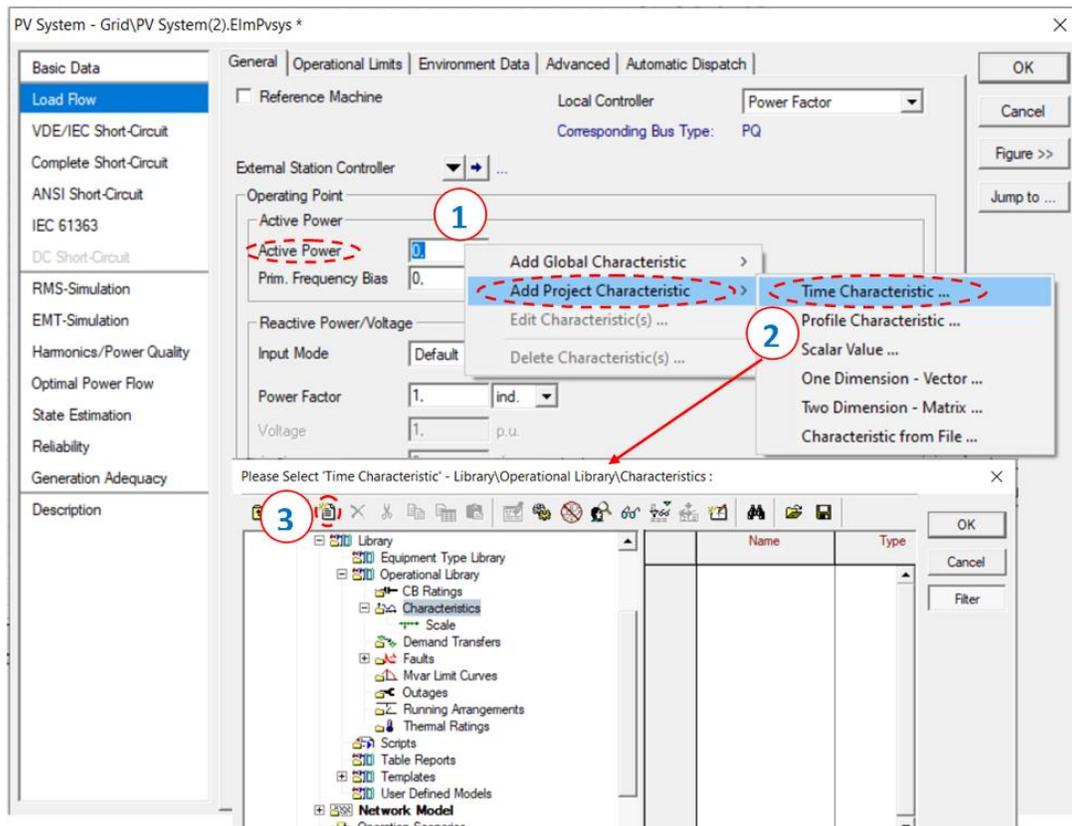


Figura 27. Proceso para la determinación del modo Active Power Input.

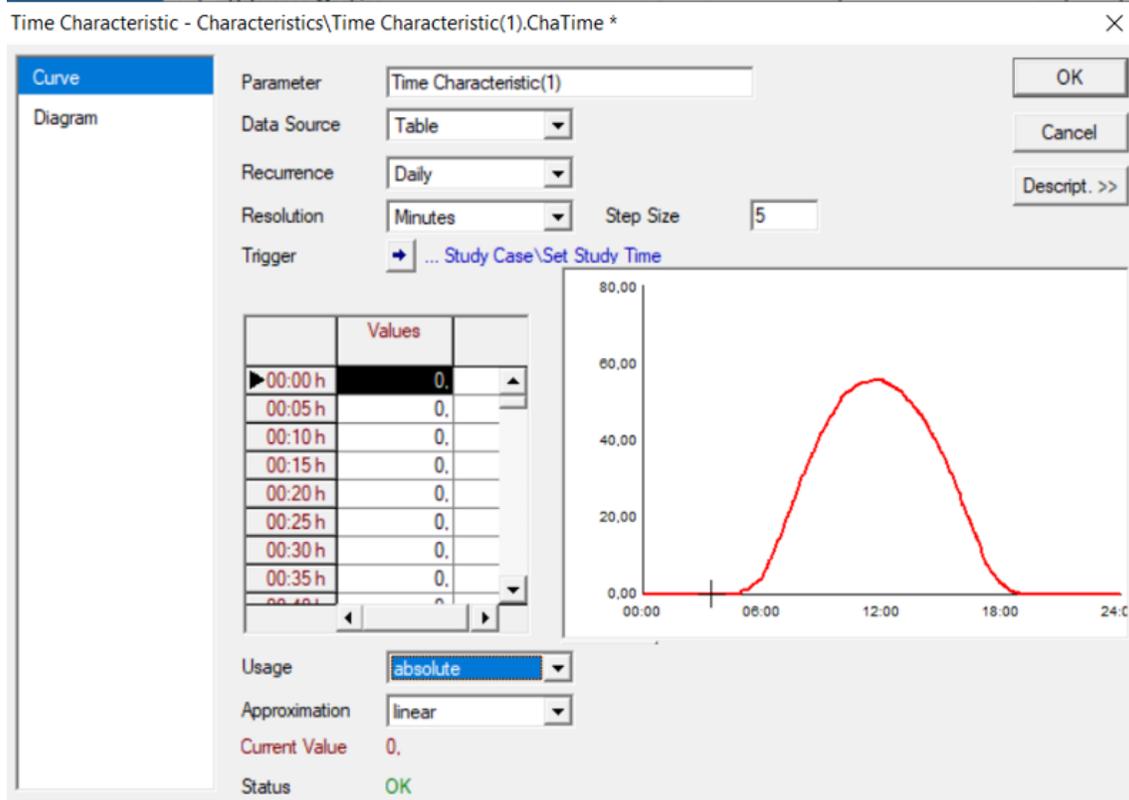


Figura 28. Perfil de potencia de salida fotovoltaica en PowerFactory.

3.2.2. Modo “Solar Calculation”

Con este modo, se puede evaluar los efectos tanto de las características estructurales de las celdas solares, así como las condiciones ambientales, sobre el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Las características de la misma se pueden obtener a través de la hoja de datos específica. Las condiciones ambientales de cada región también se pueden obtener a través de mapas geográficos para diferentes estaciones del año. En la biblioteca de PowerFactory se encuentran disponible varios equipos solares de renombre como, BP Solar Company, Sharp Solar Company y Yingli Solar Company. Para obtener información de los mismos se debe acceder a “Select Project Type” en la sección “Type” del encabezado “General” (marcado 1, en la Figura 29). Al abrir la información, se pueden personalizar los parámetros de potencia máxima, voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito después de seleccionar el tipo deseado. Por otra parte, la tecnología trifásica o monofásica para sistemas fotovoltaicos se puede seleccionar desde la pestaña “Basic Data” (marcado 2 en la Figura 29). También se puede determinar el número de inversores utilizados y el número de paneles conectados a cada inversor (marcado 3 en la Figura 29). En la misma pestaña, a través del segundo encabezado “System Configuration”, el usuario puede determinar la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico, el ángulo de orientación, el ángulo de inclinación y el factor de eficiencia del inversor (Figura 30).

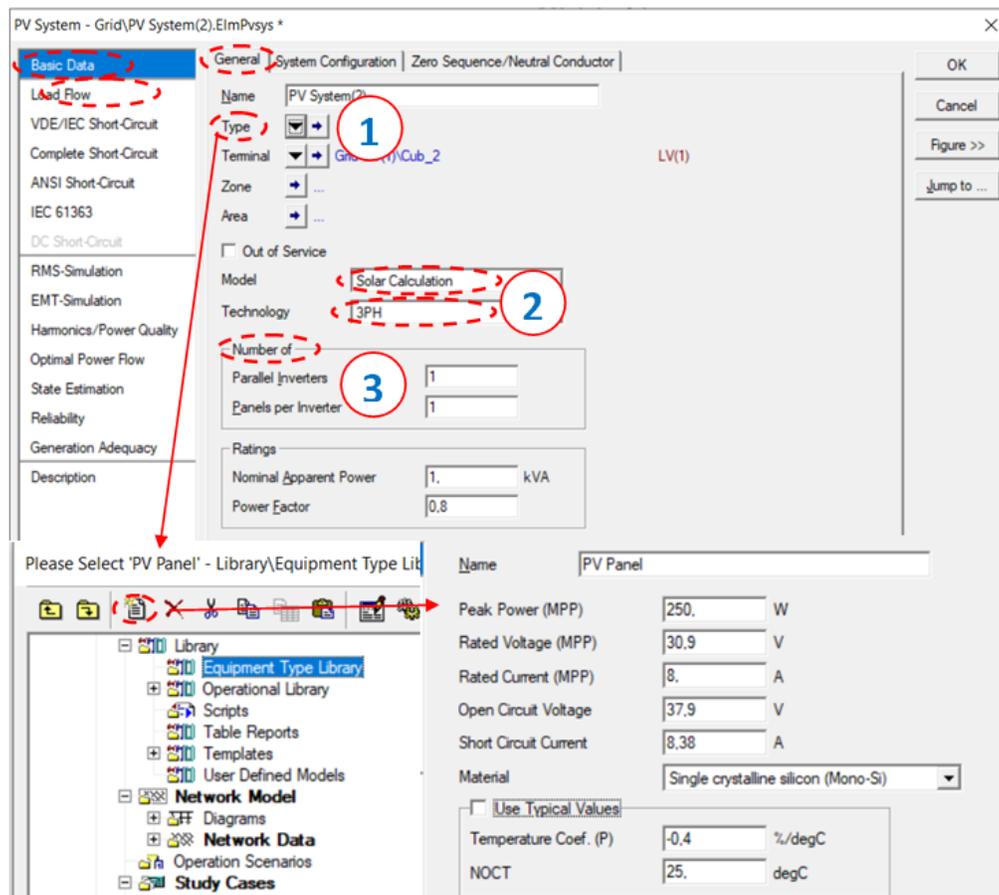


Figura 29. Proceso de determinación de las características estructurales de los sistemas fotovoltaicos.

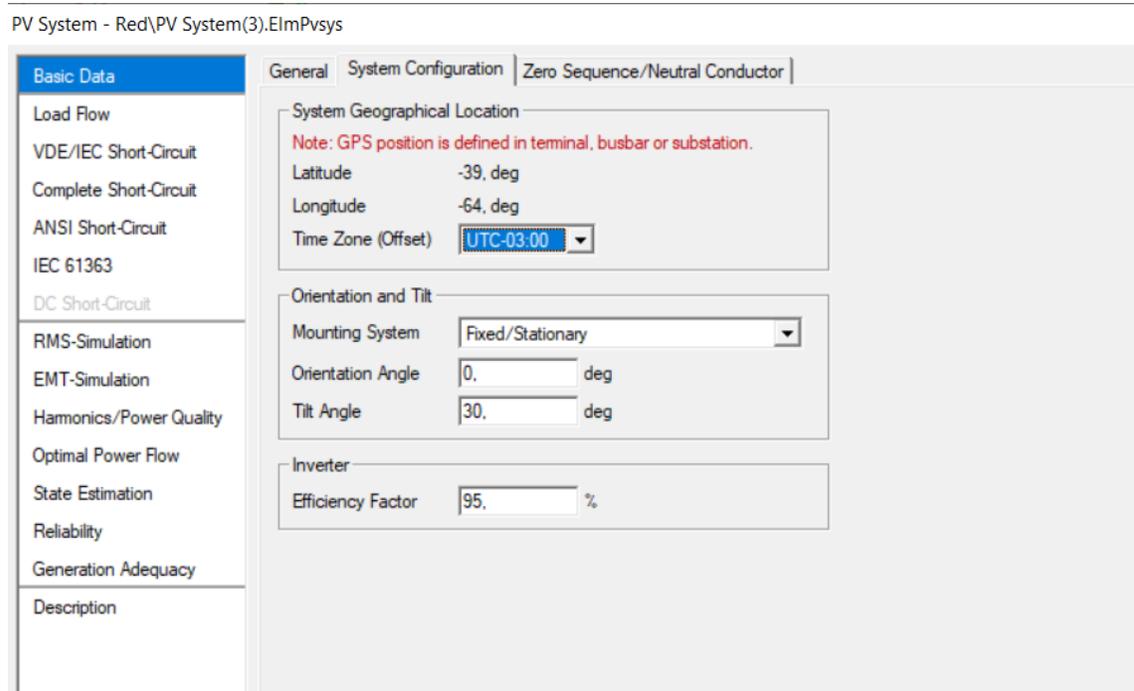


Figura 30. Configuración de la posición geográfica del sistema.

La información meteorológica necesaria se configura a través del encabezado “Environment Data” en la pestaña “Load Flow”. La mejor forma de determinar la curva de irradiancia es utilizar las opciones de radiación global y directa. Las curva de irradiancia y temperatura se pueden determinar con precisión de manera similar a los pasos descritos en la subsección anterior. Estos pasos se muestran en la siguiente figura.

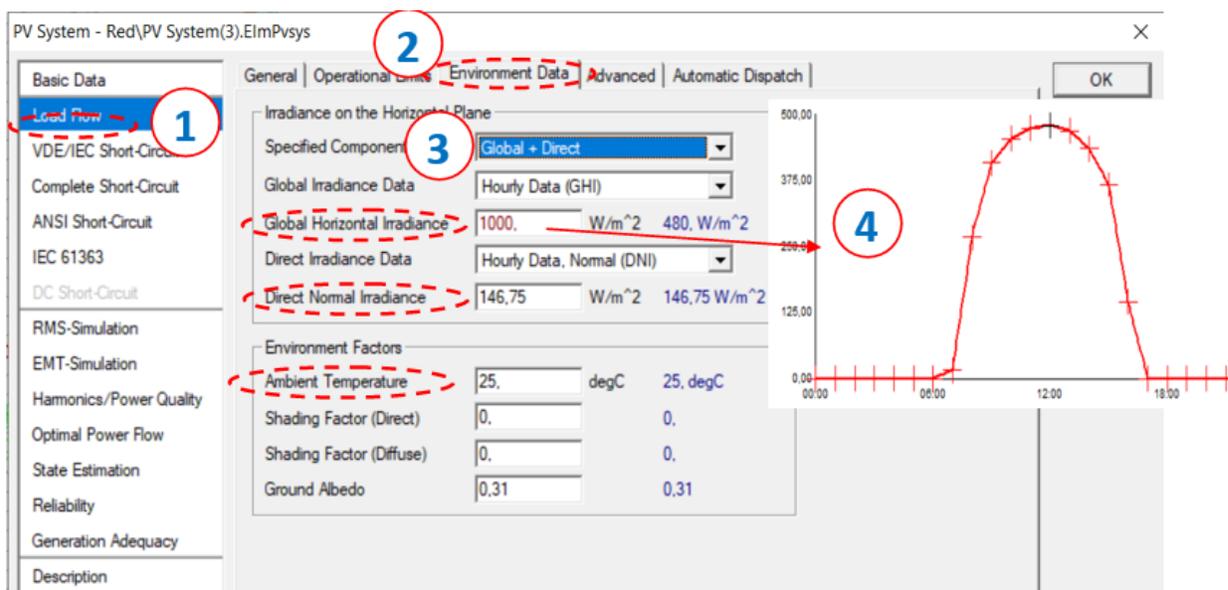


Figura 31. Proceso para determinar la situación de irradiancia y los valores de temperatura.

Es importante tener en cuenta que en el modo “Solar Calculation”, no se tiene acceso a la potencia de salida del sistema fotovoltaico. En este modo, PowerFactory determina la potencia de salida de acuerdo con los datos de irradiancia, los valores de temperatura y los parámetros estructurales de cada celda solar. El despacho de generación de energía en tiempo real se puede observar desde el encabezado “General” en la pestaña “Load Flow” con respecto a los parámetros establecidos, como se muestra en la Figura 32.

PV System - Red\PV System(3).ElmPvsys

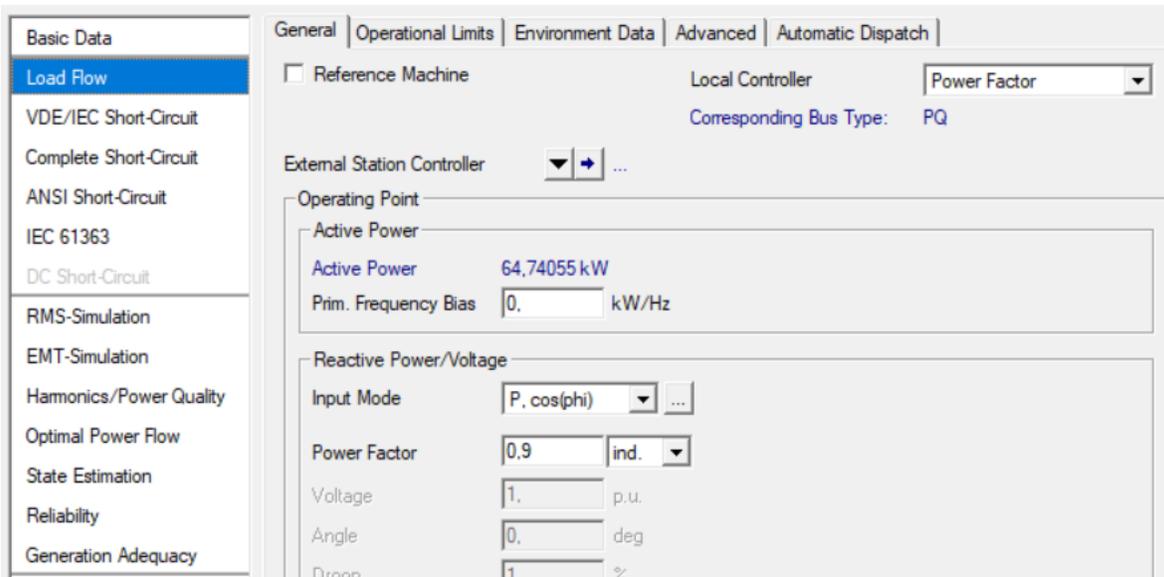


Figura 32. Despacho de generación de energía en tiempo real por el sistema fotovoltaico.

3.2.3. Modelo estocástico de producción de energía fotovoltaica

A diferencia de las turbinas eólicas, no hay muchas posibilidades para el modelado estocástico de sistemas solares. El único modelo disponible es la posibilidad de acceder a los diferentes niveles de potencia activa de la instalación fotovoltaica. Este se utiliza principalmente en el análisis de confiabilidad y los resultados dependen de la precisión del modelo probabilístico. Los pasos para aplicar el modelo estocástico son:

- Hacer doble clic en el sistema fotovoltaico.
- Ir a la pestaña “Generation Adequacy”, y seleccionar la opción “Stochastic Model) (marcado 2 en la Figura 33).
- En la ventana abierta, especificar el número de modos probabilísticos (marcado 3 en la Figura 33).
- La probabilidad de disponibilidad para cada nivel de producción debe determinarse a través del cuadro “States Definition”. Hay que tener en cuenta que la suma de probabilidades debe ser igual a 1 (marcado 4 en la Figura 33).

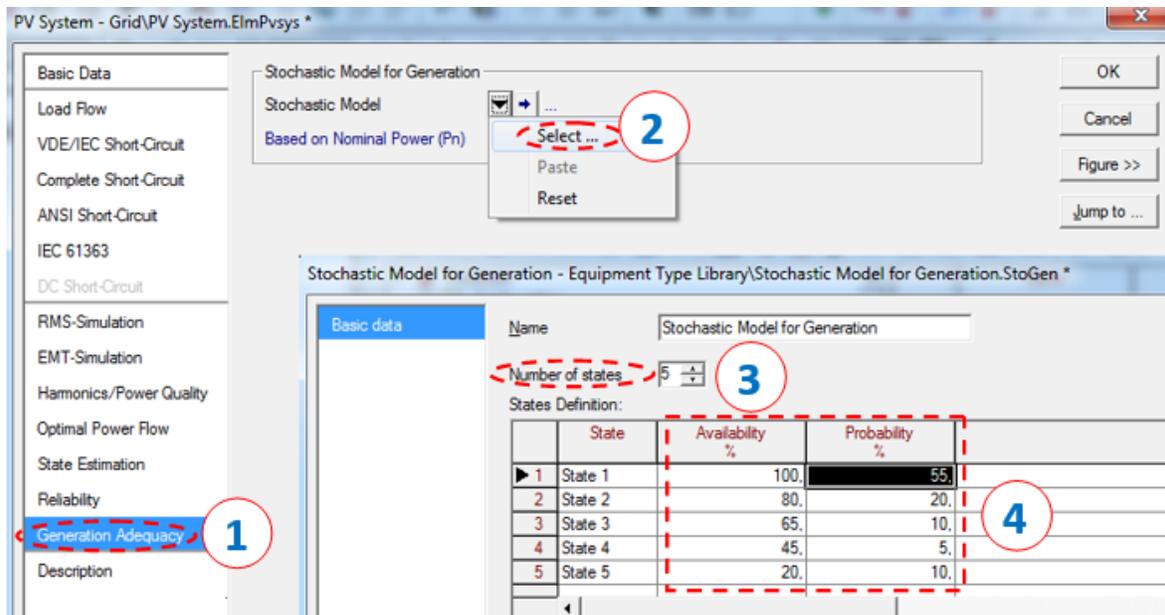


Figura 33. Proceso de creación de modelo estocástico para sistema fotovoltaico.

CAPITULO 4

4.1. Escenario de simulación

En este capítulo se realizan estudios con el objetivo de evaluar el impacto de las fuentes de energía renovables en un sistema de distribución, mediante simulaciones de flujo de potencia, cortocircuito, y cuasi dinámicas. Esta última se realiza para una duración de 24hs. Dichos estudios se realizan en diferentes casos, uno constara del sistema sin la incorporación de las FER. En un segundo caso se incorporaran las fuentes fotovoltaicas, y por último se analiza el sistema con generación eólica individualmente. De estos se comparan los datos, y observan las diferencias cuando el sistema de distribución esta con y sin las fuentes renovables. Dentro de las características estudiadas están:

- Perfil de tensión en las barras.
- Carga de las líneas y transformadores.
- Pérdida en los transformadores y en las líneas.
- Análisis de las corrientes de cortocircuito en las barras.

El sistema en estudio fue facilitado por el Grupo de Investigación y Vinculación de Generación Distribuida. Dicho sistema eléctrico es una parte de la red de Rio Colorado, cuyos datos fueron obtenidos del Ente Provincial Regulador de la Electricidad de Rio Negro (EPRE), que se puede observar en la Figura 35. Este sistema está compuesto por 48 barras, 26 de estas tienen una tensión de 13,2kV (en rojo). Posee 26 transformadores que se conectan formando un sistema ramificado y que varían la tensión en dos niveles diferentes, uno de 0,4kV (en verde) y el segundo 0,23kV (magenta). En total posee 15 barras cuya tensión es 0,4kV y 7 barras de 0,23kV. La potencia de los transformadores se pueden observar en la siguiente tabla, mientras que los datos de las líneas se encuentran en la Tabla 2.

	Tensión primario [kV]	Tensión secundario [kV]	Potencia [kVA]
Transformador 1	13,2	0,4	40
Transformador 2	13,2	0,4	75
Transformador 3	13,2	0,4	100
Transformador 4	13,2	0,4	25
Transformador 5	13,2	0,4	15
Transformador 6	13,2	0,4	10
Transformador 7	13,2	0,4	100
Transformador 8	13,2	0,23	10
Transformador 9	13,2	0,23	5
Transformador 10	13,2	0,23	16
Transformador 11	13,2	0,4	25
Transformador 12	13,2	0,4	160
Transformador 13	13,2	0,4	10
Transformador 14	13,2	0,4	25
Transformador 15	13,2	0,4	63
Transformador 16	13,2	0,4	16

Transformador 17	13,2	0,23	10
Transformador 18	13,2	0,23	10
Transformador 19	13,2	0,23	5
Transformador 20	13,2	0,4	16
Transformador 21	13,2	0,4	630
Transformador 22	13,2	0,23	5

Tabla 1. Datos de transformadores de red de Río Colorado.

	Longitud [m]	R1 [ohm]	X1 [ohm]	R0 [ohm]	X0 [ohm]
Línea 1	966	0,4675441	0,3189384	0,6083819	1,634483
Línea 2	1510,2	0,7309369	0,4986137	0,9511161	2,555276
Línea 3	413,4	0,4656951	0,1484649	0,5259667	0,7114526
Línea 4	459,2	0,2222528	0,1516113	0,2892018	0,7769717
Línea 5	522,4	0,2528417	0,1724777	0,3290049	0,8839068
Línea 6	560,4	0,6312907	0,2012572	0,712994	0,9644365
Línea 7	278,2	0,1844466	0,09943196	0,2247577	0,4603888
Línea 8	560,5	0,3716116	0,2003293	0,4528278	0,9275628
Línea 9	310,6	0,2059278	0,1110121	0,2509336	0,5140072
Línea 10	447,3	0,5038834	0,1606394	0,5690975	0,7697937
Línea 11	632,1	0,7120607	0,2270069	0,8042176	1,087831
Línea 12	881,7	0,9932352	0,316646	1,121782	1,517387
Línea 13	425,27	0,3151251	0,1527277	0,3771272	0,7318806
Línea 14	702	0,5201821	0,2521102	0,62253	1,208127
Línea 15	752,6	0,5576766	0,2702822	0,6674018	1,295208
Línea 16	977,3	0,9804983	0,350979	1,122984	1,681912
Línea 17	913,6	1,02917	0,3281023	1,162369	1,572286
Línea 18	955,3	1,076146	0,3430781	1,215423	1,644051
Línea 19	280,4	0,3158706	0,1007004	0,3567515	0,4825625
Línea 20	1192,7	1,751931	0,4371121	1,92582	2,061388
Línea 21	596,3	0,6976711	0,2231005	0,7846085	1,03517
Línea 22	623,5	0,7023728	0,2239183	0,7932758	1,07303
Línea 23	932,17	1,679584	0,3483003	1,81549	1,617774
Línea 24	503,3	0,3729453	0,1807508	0,4463239	0,8661686
Línea 25	642,4	0,4760185	0,2307059	0,5696771	1,105557
Línea 26	441,6	0,3272256	0,1585924	0,3916086	0,7599842

Tabla 2. Dato de líneas de red de Río Colorado.

De acuerdo a los datos del EPRE, las cargas conectadas después de cada transformador son cargas balanceadas. Cada una de estas posee una curva de demanda diaria, las cuales están formadas por los picos de potencia en un intervalo de una hora. Las curvas de demanda se muestran en la Figura 34.

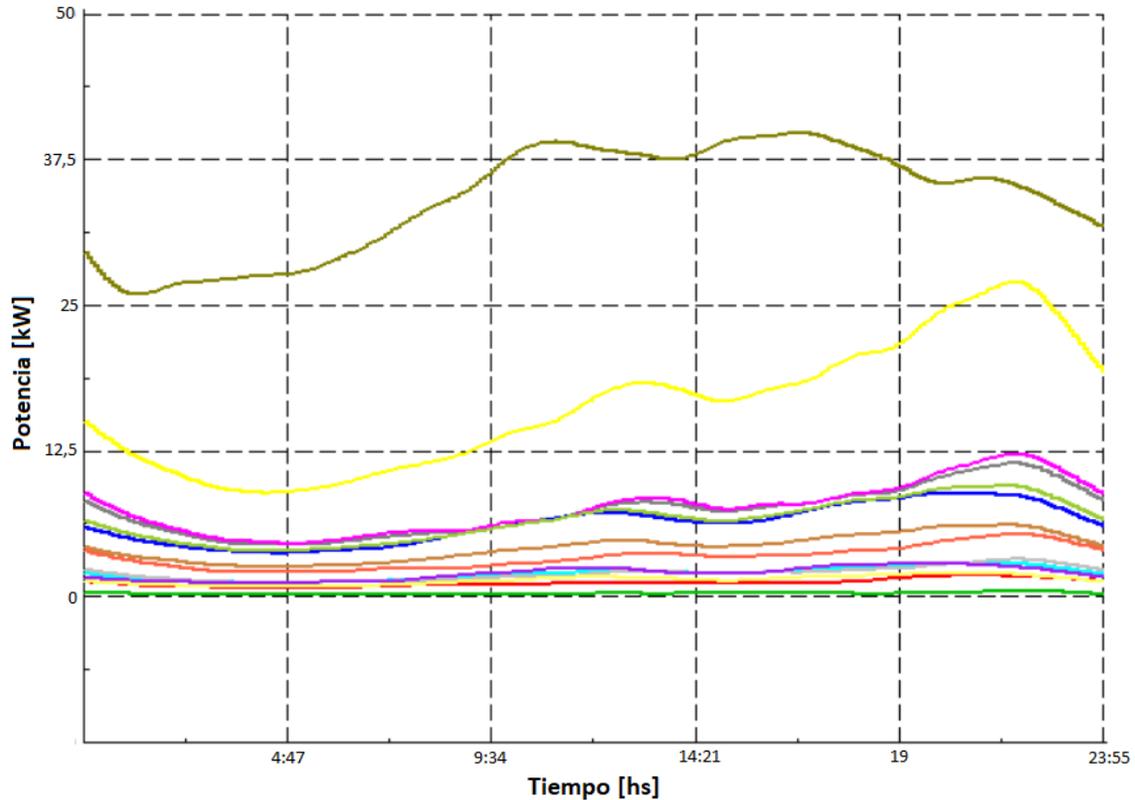


Figura 34. Curvas de perfil de demanda.

Las fuentes renovables se pueden observar en azul en la Figura 35, donde se encuentran 3 generadores fotovoltaicos y uno eólico. Para determinar la cantidad y la ubicación de los mismos se realizaron diferentes simulaciones para obtener un sistema óptimo, donde se reduzcan las pérdidas y no se perjudique la carga, tensiones y estabilidad del mismo. Se determinó que la mejor combinación eran tres sistemas fotovoltaicos, instalados en las áreas de mayor demanda. Si la potencia era menor al de las cargas donde se instalan el sistema no sufría cambios, por lo que la potencia de los generadores solares es igual al valor de las cargas en el punto conectados, siendo 9,5kW, 14,5kW y 60 kW.

Por otra parte, para el generador eólico DigSILENT posee generadores cuya potencia va desde 1MW a 6MW. Estas potencias son excesivas para el sistema de Río Colorado en estudio, ya que sobrecarga el mismo y las pérdidas aumentan. Por esto, se elige el generador de 1MW y se modifican sus parámetros para simular un aerogenerador de menor potencia. Se posee información de la curva de potencia de aerogenerador de 100kW, el cual es adecuado para el sistema y las velocidades del viento de la zona de Río Colorado. Mediante diferentes simulaciones se determina que el punto de conexión más adecuado es en el extremo derecho.

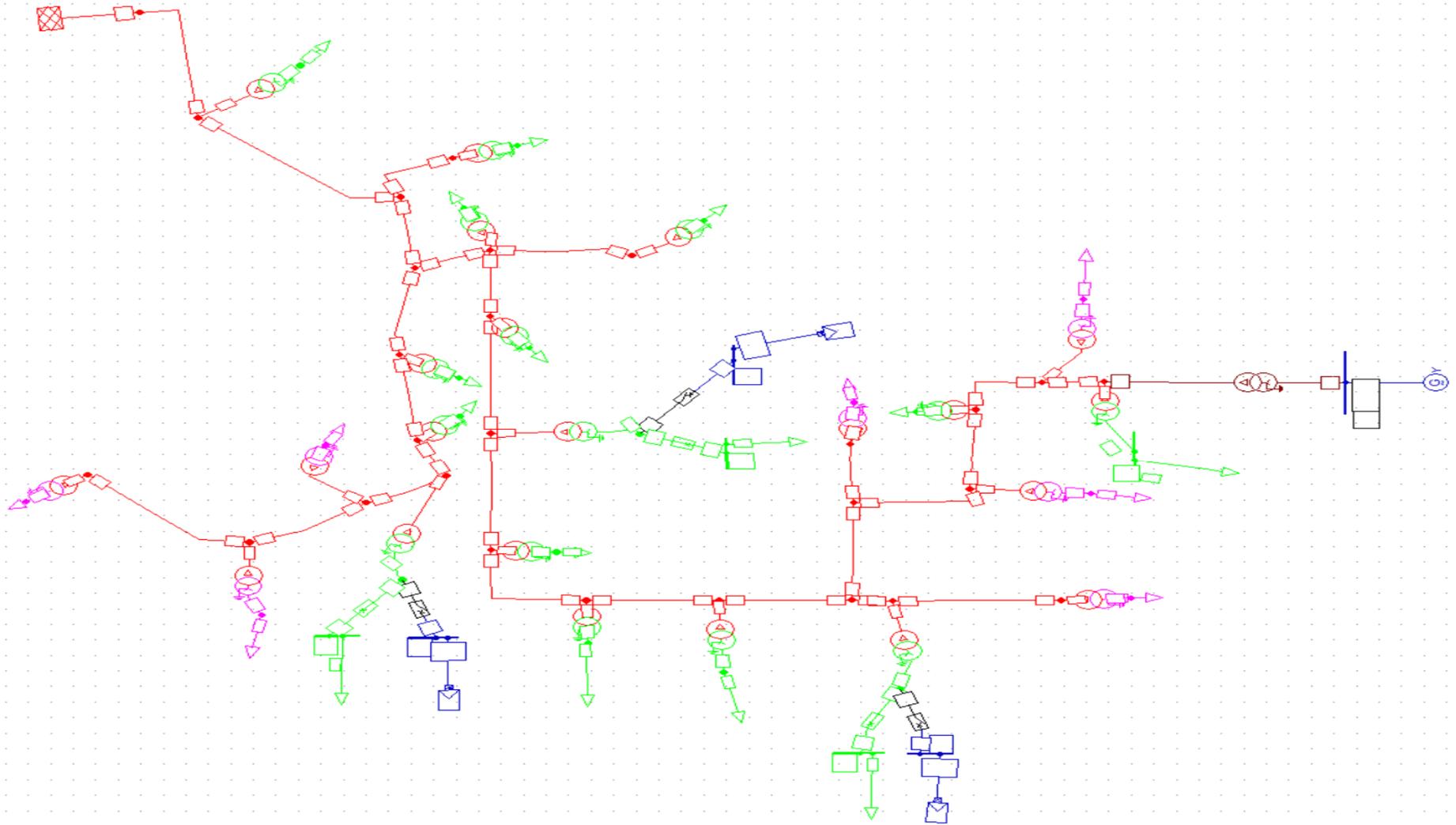


Figura 35. Diagrama del sistema eléctrico de prueba.

4.2. Generación fotovoltaica.

La energía producida no siempre corresponde con las horas de mayor demanda eléctrica, ya que esta depende de la radiación solar, variable con el clima diario y estacional. Por esto se analiza la radiación solar durante el año para obtener el mes de menor generación, en donde el recurso natural posee valores más bajos y además se tiene una demanda elevada. A continuación se muestra el registro de radiación para la zona de Río Colorado [1] y la demanda anual de Río Colorado proporcionado por EPRE.

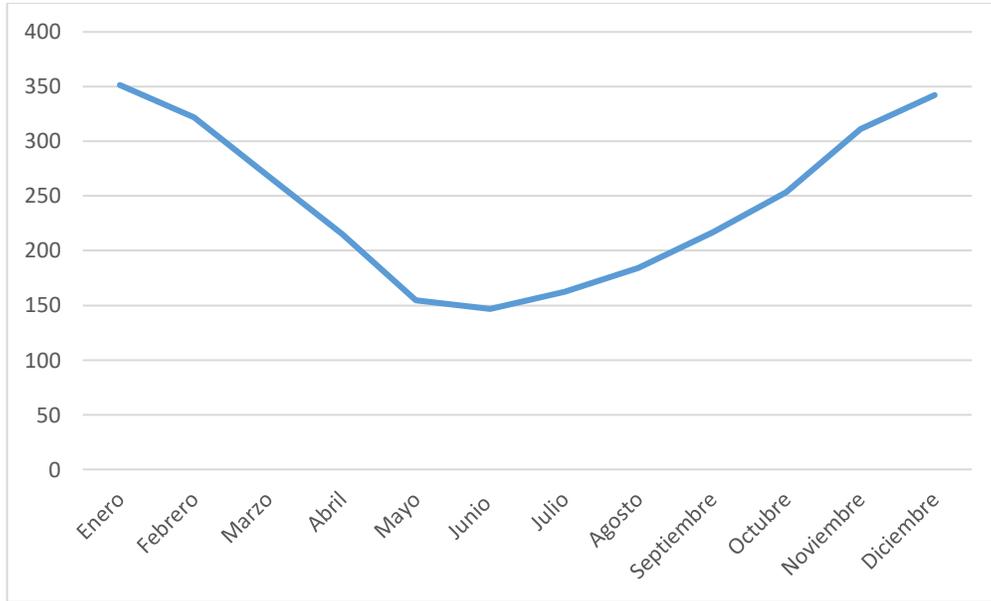


Figura 36. Radiación solar en el año en Río Colorado [kW/m²].

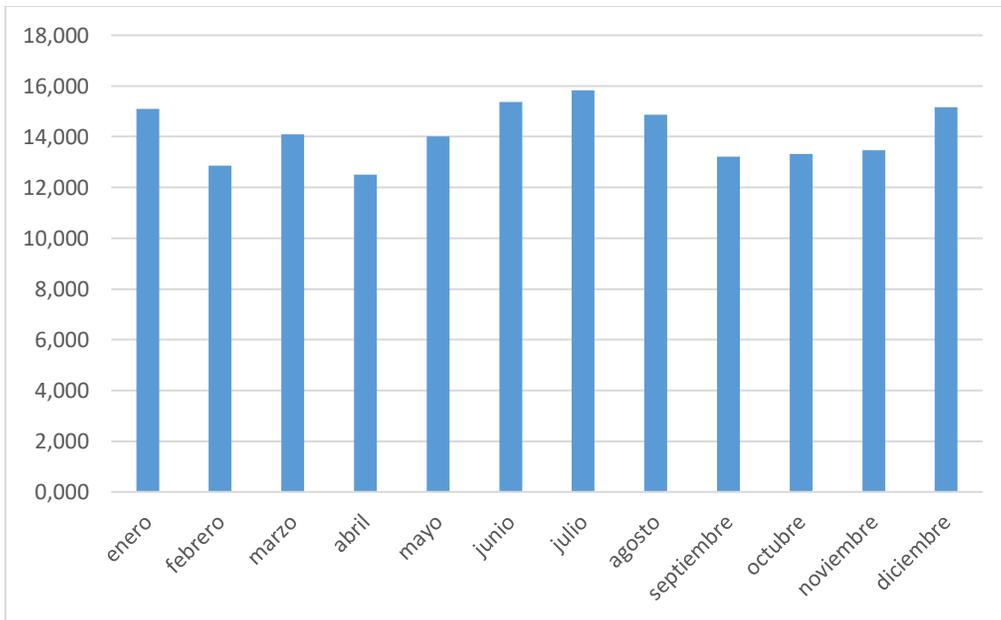


Figura 37. Demanda anual de Río Colorado [kW].

Si bien la demanda para el mes de julio es mayor, la demanda de junio es elevada y el recurso natural para este mes es el más bajo, por lo que las fuentes fotovoltaicas se simulan para dicho mes. La curva de generación fotovoltaica tiene la forma aproximada de una parábola, va desde un mínimo a la mañana a un máximo al medio día y disminuye nuevamente a la tarde, siendo cero durante las oscuridades. En las siguientes figuras se pueden observar las curvas de las fuentes del sistema simulado.

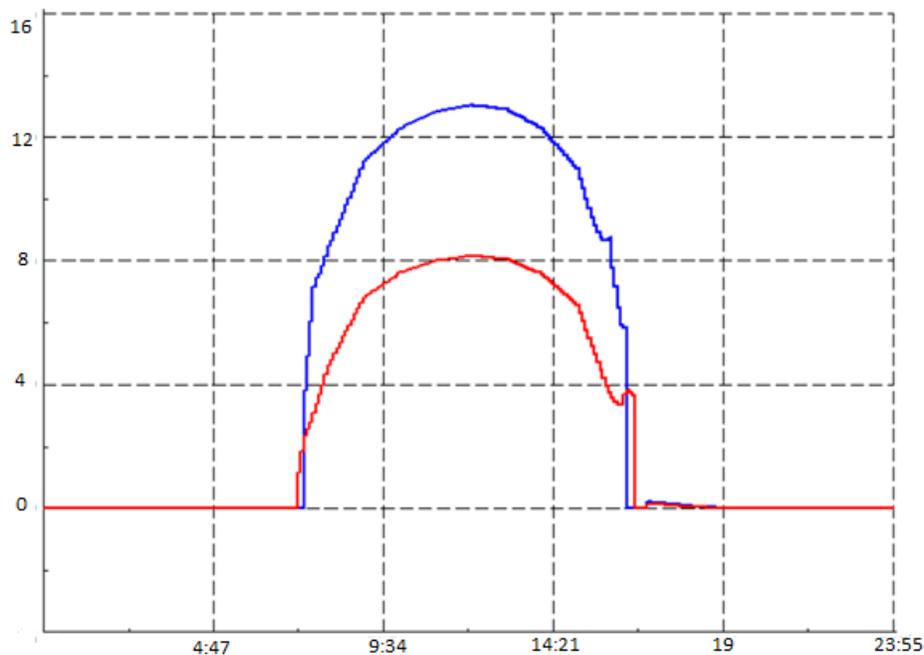


Figura 38. Potencia generada por las fuentes 1 y 2 [kW]

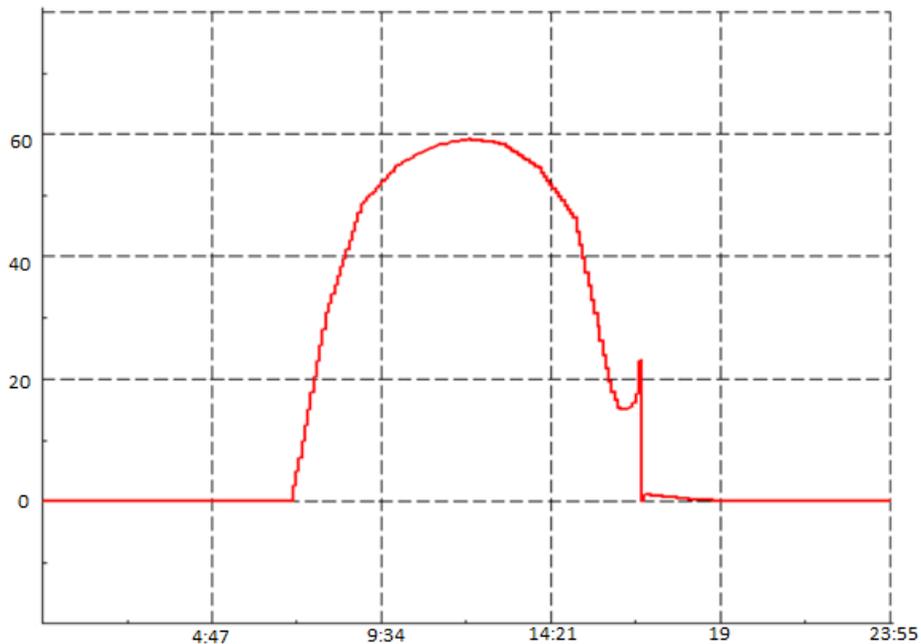


Figura 39. Potencia generada por la fuente 3 [kW].

4.3. Generación eólica.

Al igual que la solar, la generación eólica es variable dependiendo de las velocidades del viento. Para este caso también se estudió los historiales del viento en la región, para obtener el mes más de menor generación. En la siguiente figura se muestra las velocidades promedio durante el año [2] .

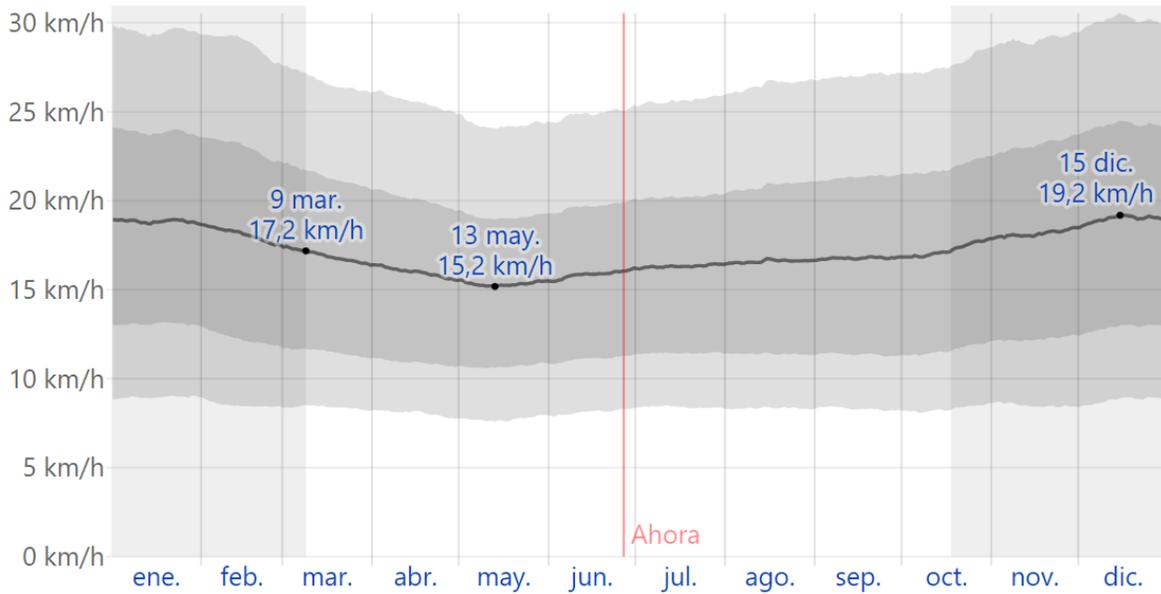


Figura 40. Variación de la velocidad del viento en el año.

En el mes de mayo la disponibilidad del recurso natural es el más bajo. En este mes la demanda no es la mayor, pero se considera la disponibilidad del recurso como factor importante, por lo que las simulaciones se realizan para este mes. La variación del viento en el día elegido se muestra en la Figura 41 [2] .

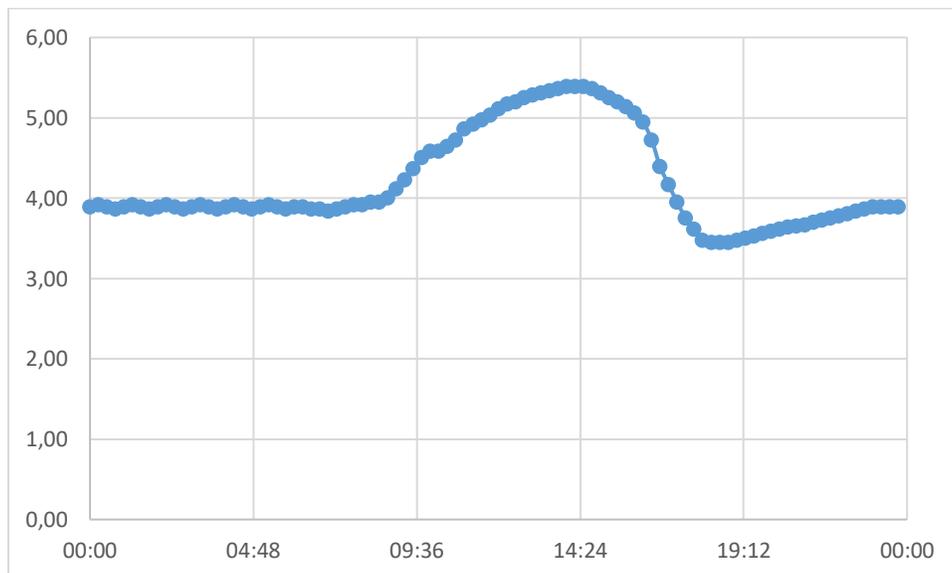


Figura 41. Variación de la velocidad del viento en el día en el mes de mayo [m/s]

La curva de potencia del aerogenerador respecto a la velocidad se extrae del fabricante Hummer de China, la cual se muestra a continuación [3] . De acuerdo a esta curva y los vientos de la zona se obtiene la curva de potencia generada por el aerogenerador, mostrada en la Figura 43.

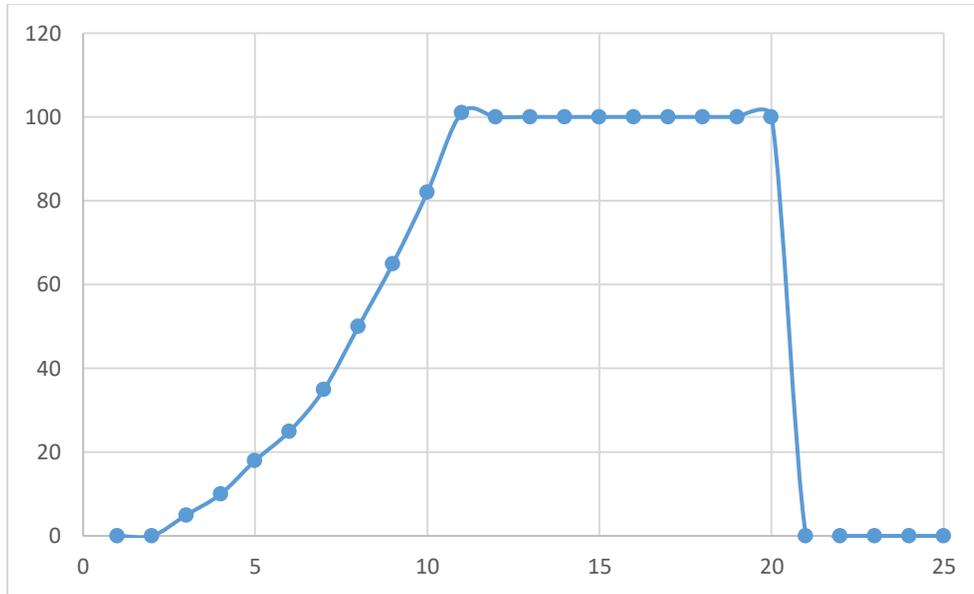


Figura 42. Curva de potencia de aerogenerador de 100kW [kW].

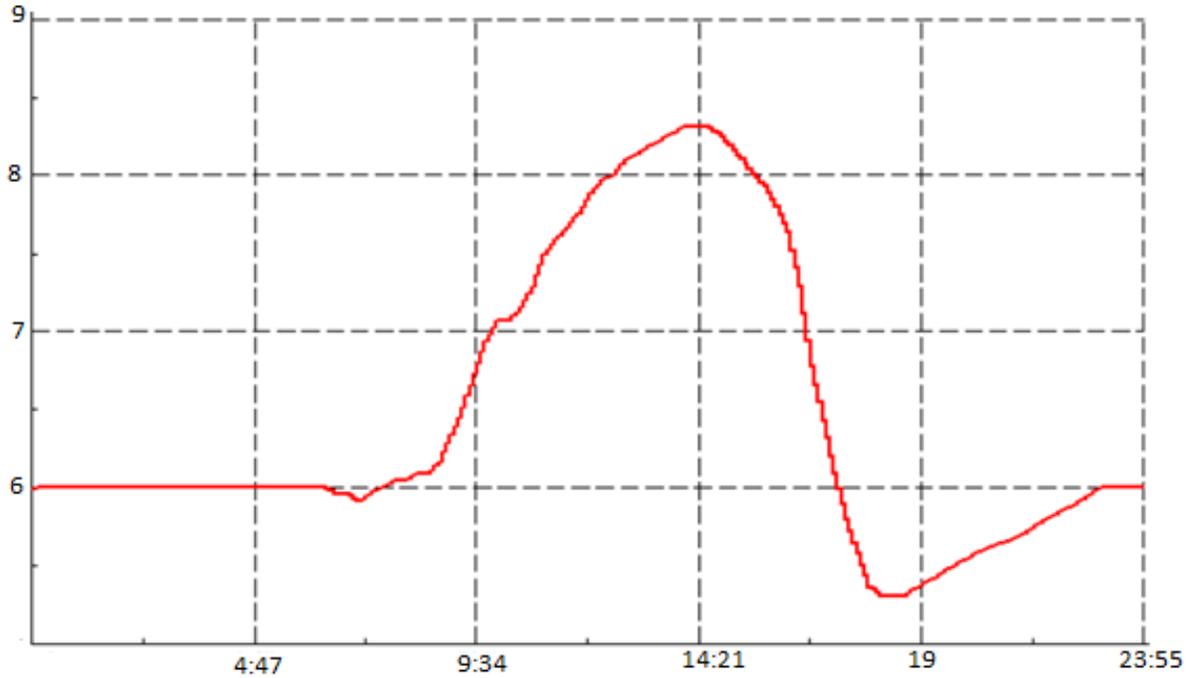


Figura 43. Potencia generada por la fuente eólica [kW].

4.4. Resultados

En las secciones anteriores se mencionó que la generación solar y eólica son variables al igual que la demanda, existiendo un mes de menor generación (junio para generadores solares y mayo para el aerogenerador), y por el contrario un mes de mayor generación, siendo enero tanto para solar y eólico. A continuación, se muestran resultados de tensionen barras, cortocircuito, y pérdidas de líneas y transformadores, en el sistema de Río Colorado en estado inicial (sin FER), con generadores fotovoltaicos en junio y enero, y con generador eólico en mayo y enero.

4.4.1. Resultados estado inicial

4.4.1.1. Perfil de tensión

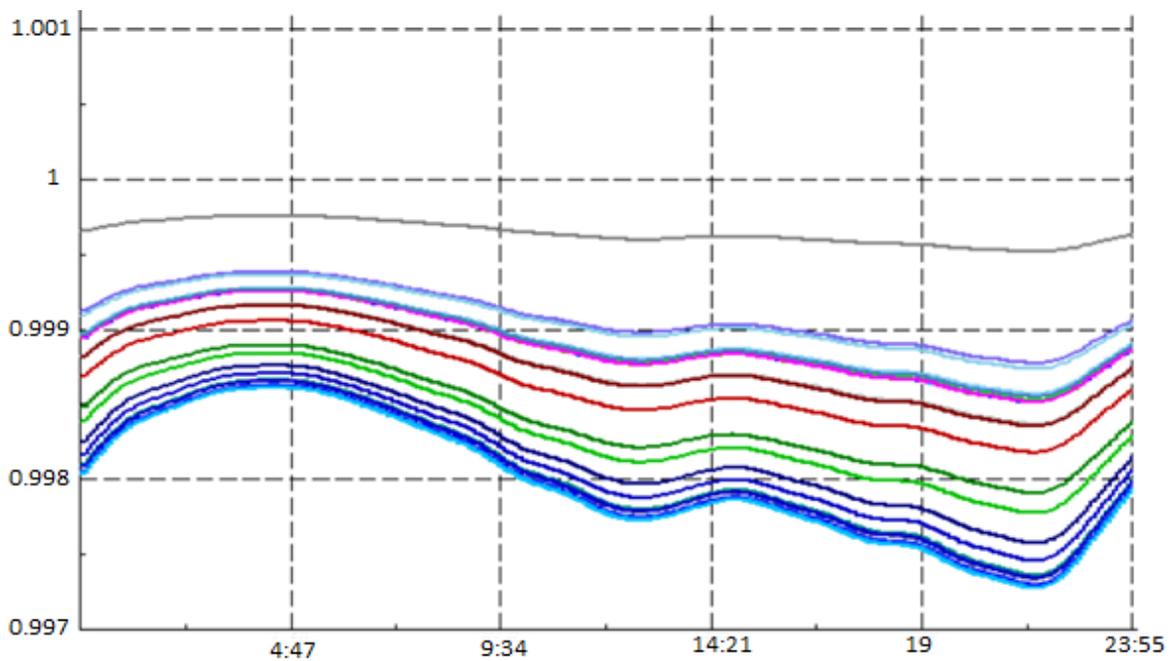


Figura 44. Tensión en barra de media tensión sin FER [pu].

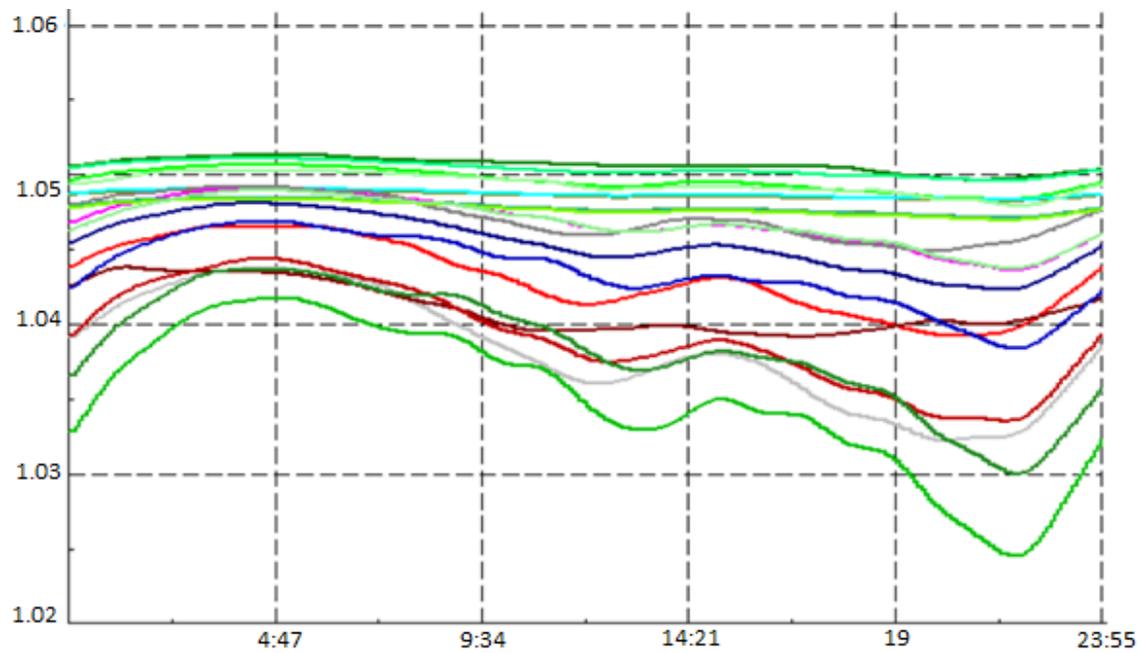


Figura 45. Tensión en barras de baja tensión sin FER [pu].

Inicialmente, antes de la incorporación de las fuentes de energía renovables las barras de media tensión se encuentran próximas a la unidad, aunque disminuye por la noche se encuentra por encima del límite inferior de 0,95pu. Por el contrario, las barras de baja tensión, se encuentran por encima de la tensión de 1 pu, con barras que superan el límite superior 1,05pu.

4.4.1.2. Carga de líneas y transformadores

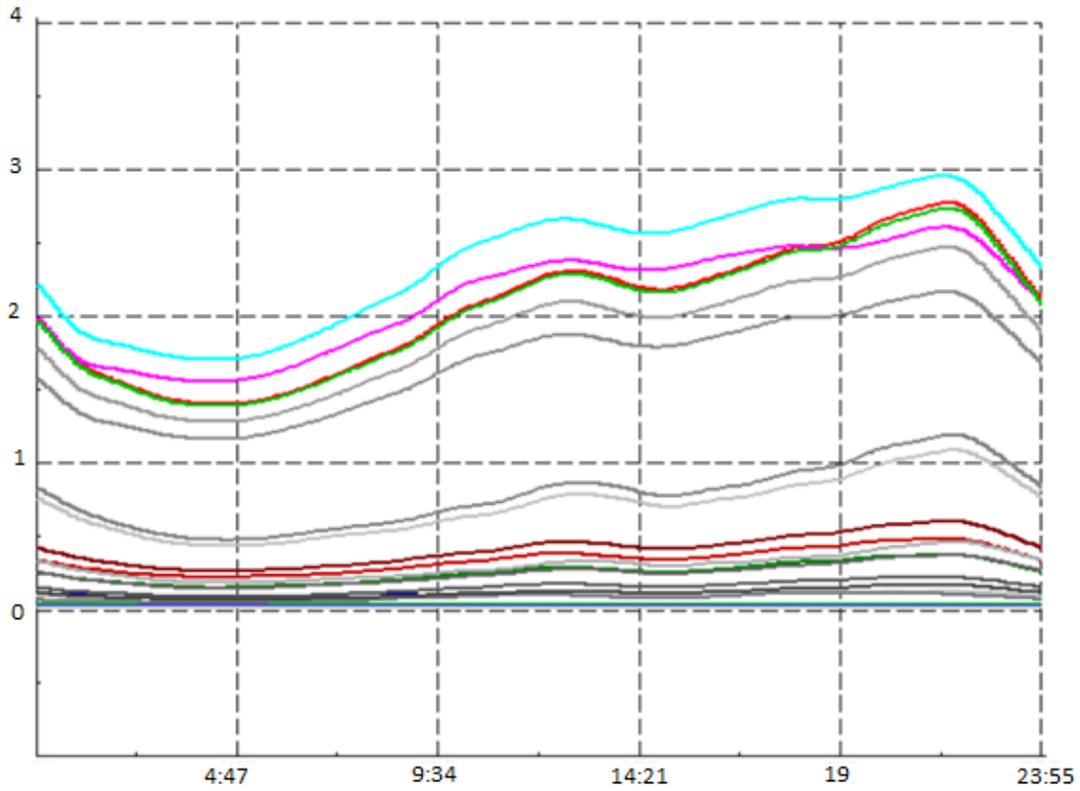


Figura 46. Carga de líneas sin FER [%].

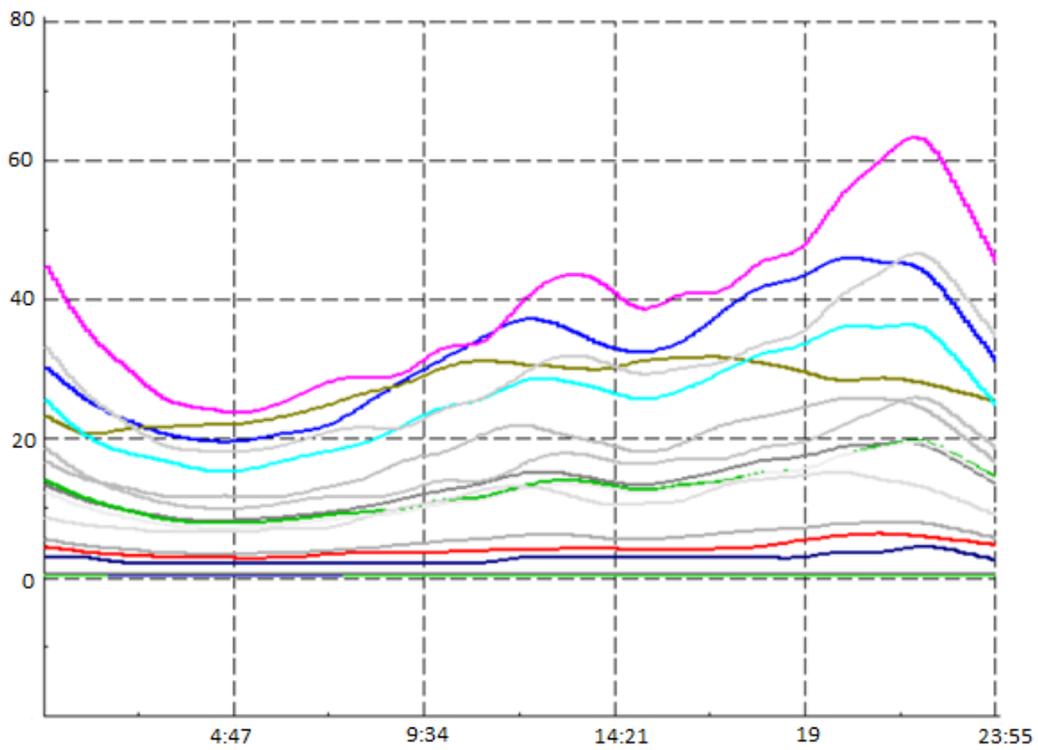


Figura 47. Carga de transformadores sin FER [%].

El sistema no se encuentra sobrecargado, las líneas se encuentran con una carga menor al 5%, las cuales de mayores cargas son las que continúan después de la red externa y son las líneas alimentan el sistema. Lo mismo sucede para los transformadores, los más cargados son los próximos a la red externa sin embargo ninguno supera el límite de 80%.

4.4.2. Resultados con paneles fotovoltaicos mes de junio

4.4.2.1. Perfil de tensión

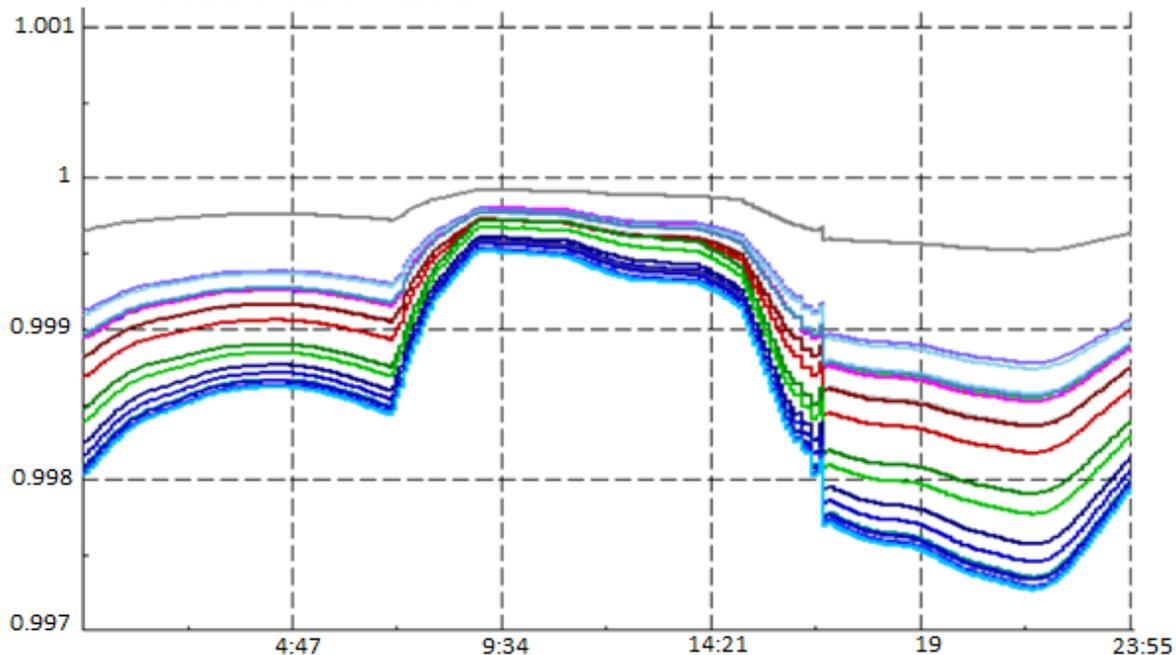


Figura 48. Tensión en barra de media tensión con sistemas fotovoltaicos [pu].

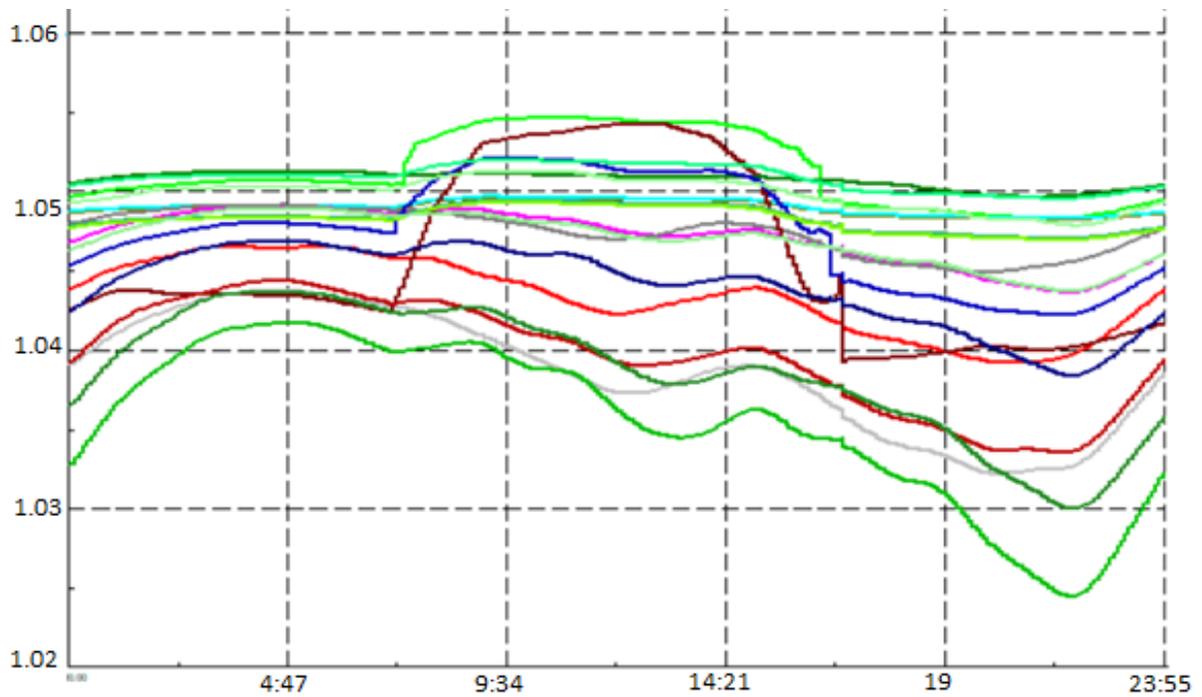


Figura 49. Tensión en barras de baja tensión con sistemas fotovoltaicos [pu].

Se puede observar que cuando se produce la generación fotovoltaica la tensión en la barras aumenta. En las barras de media tensión se aproxima a la unidad, y en las barras de baja tensión en donde están conectados los generadores aumentan superando el 1,05pu.

4.4.2.2. Carga de líneas y transformadores

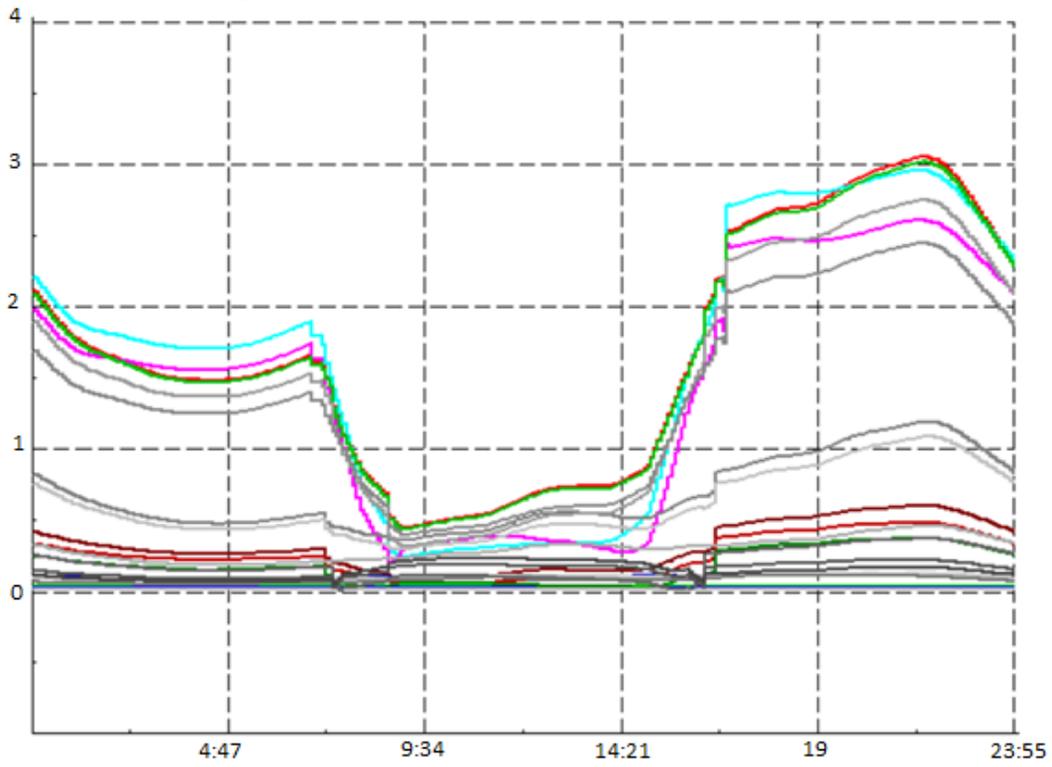


Figura 50. Carga de líneas con sistemas fotovoltaicos [%].

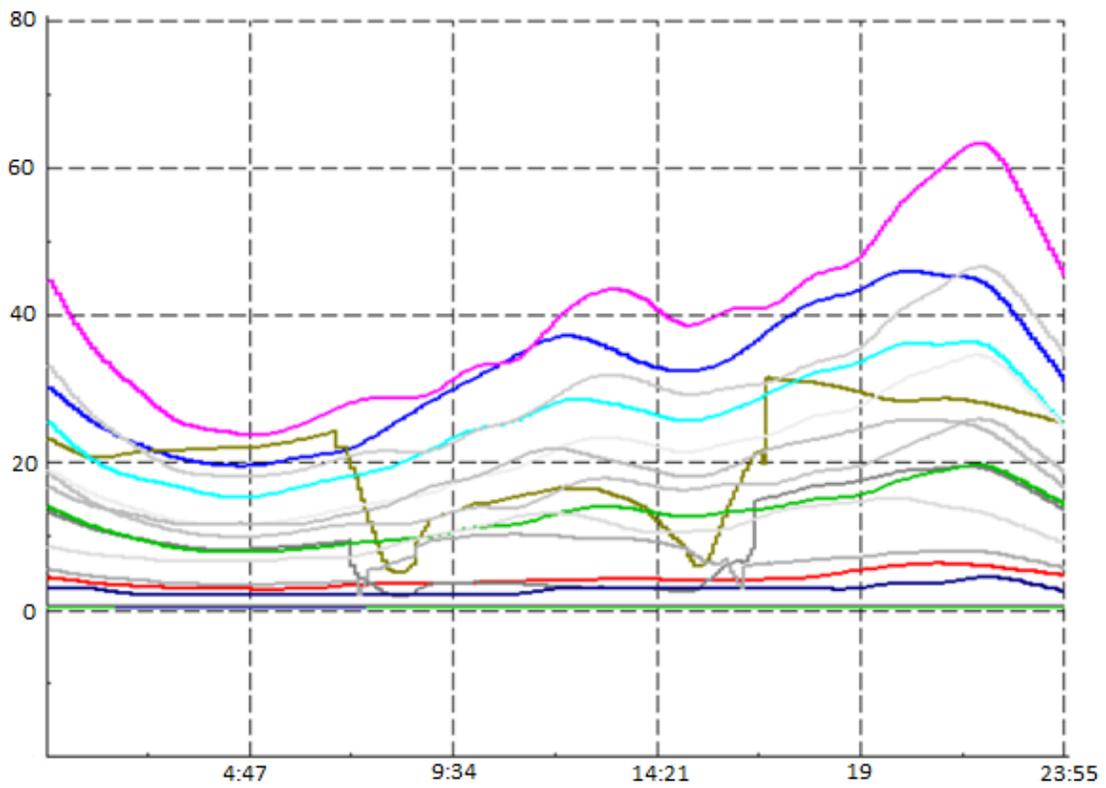


Figura 51. Carga de transformadores con sistemas fotovoltaicos [%].

Con los generadores fotovoltaicos conectados se redistribuye la corriente que circula en el sistema, por lo que la carga de las líneas varía. Las líneas que se encuentran a continuación de la red externa disminuyen su carga, mientras que las se encuentran próximas a los generadores solares aumentan en menor medida. Los transformadores que se encuentran conectados en la misma barra que los generadores disminuyen su carga, ya que ahora la demanda en esa barra es abastecida por las FER.

4.4.2.3. Pérdida de potencia

Los siguientes gráficos muestran la comparación de las pérdidas de potencia activa en los transformadores. Donde “solar 1” son los valores obtenidos del flujo de potencia con los paneles solares modelados con el método “Active power imput”, mientras que “solar 2” es con el método “Solar Calculation”, para el mes de junio. Dado el número elevado de componentes y con diferencia en los valores, se separan los resultados en diferentes gráficos.

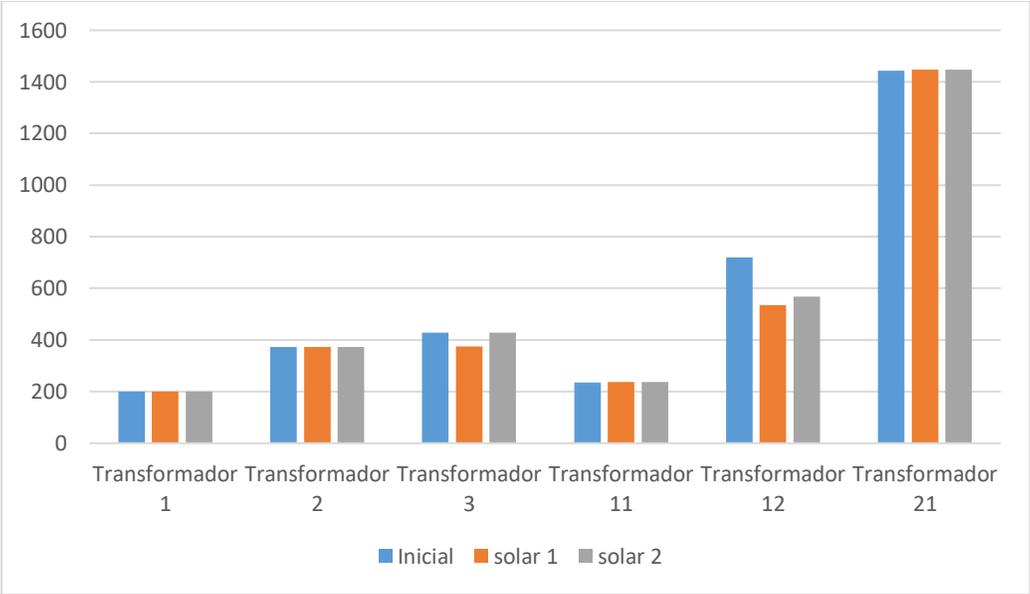


Figura 52. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistemas fotovoltaicos 1 [W].

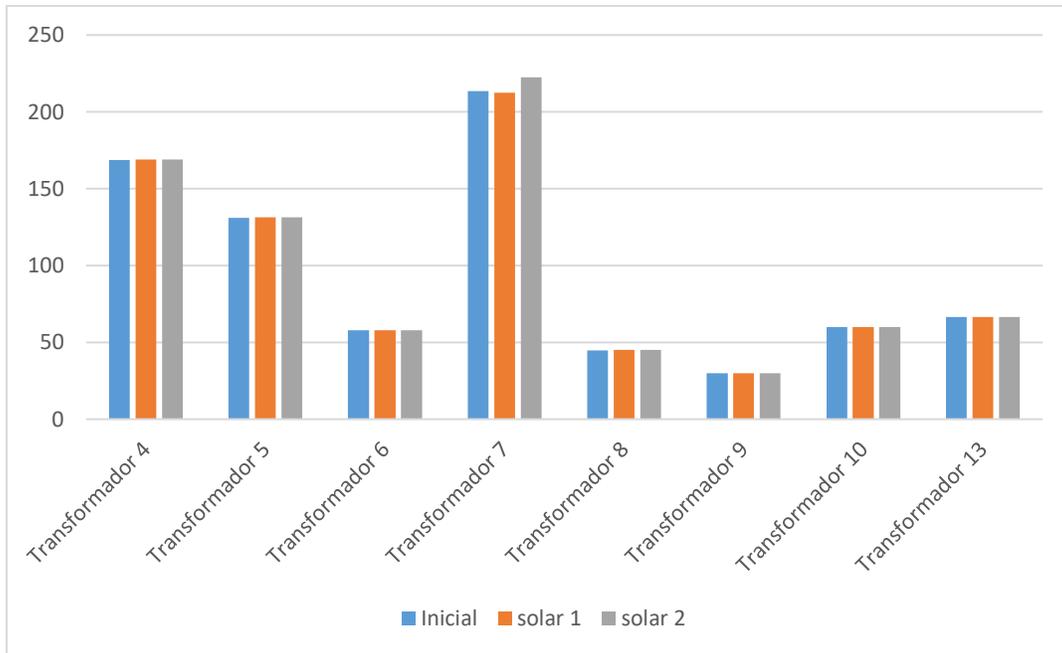


Figura 53. Perdida de potencia activa en los transformadores con sistemas fotovoltaicos 2 [W].

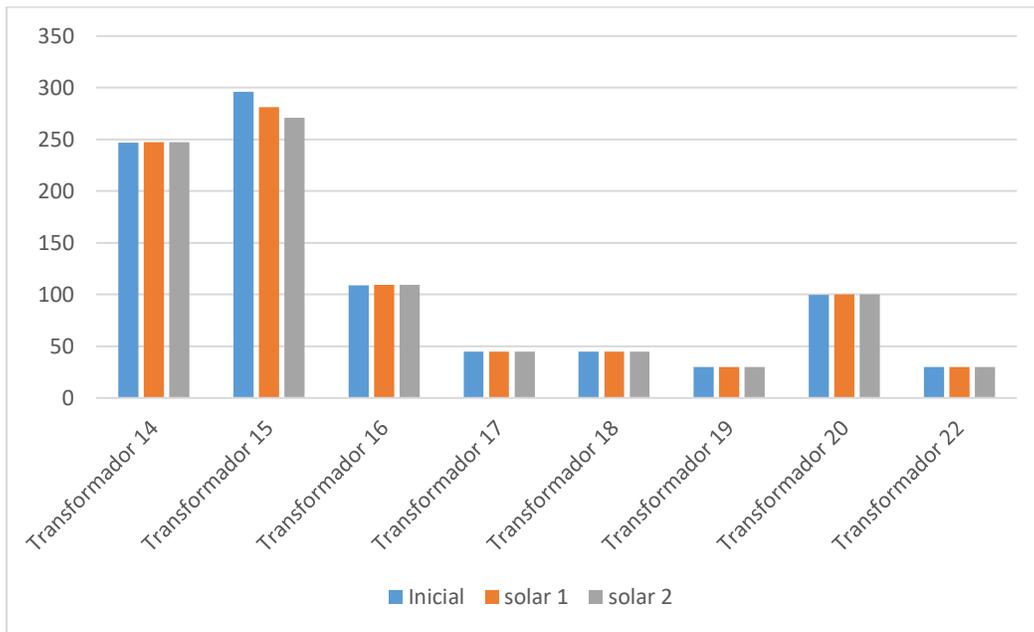


Figura 54. Perdida de potencia activa en los transformadores con sistemas fotovoltaicos 3 [W].

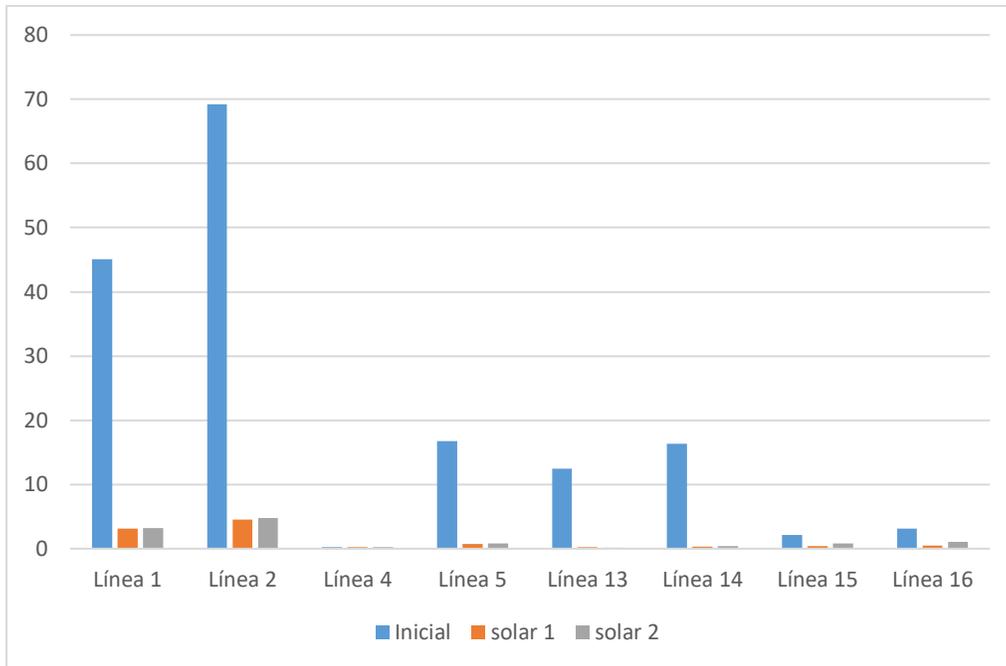


Figura 55. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistemas fotovoltaicos 1 [W].

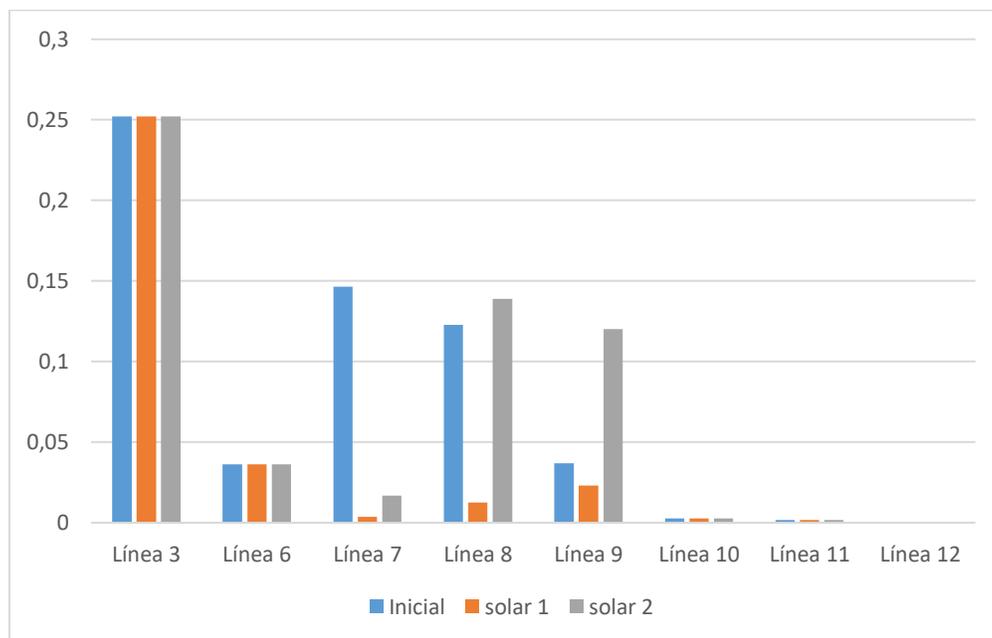


Figura 56. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistemas fotovoltaicos 2 [W].

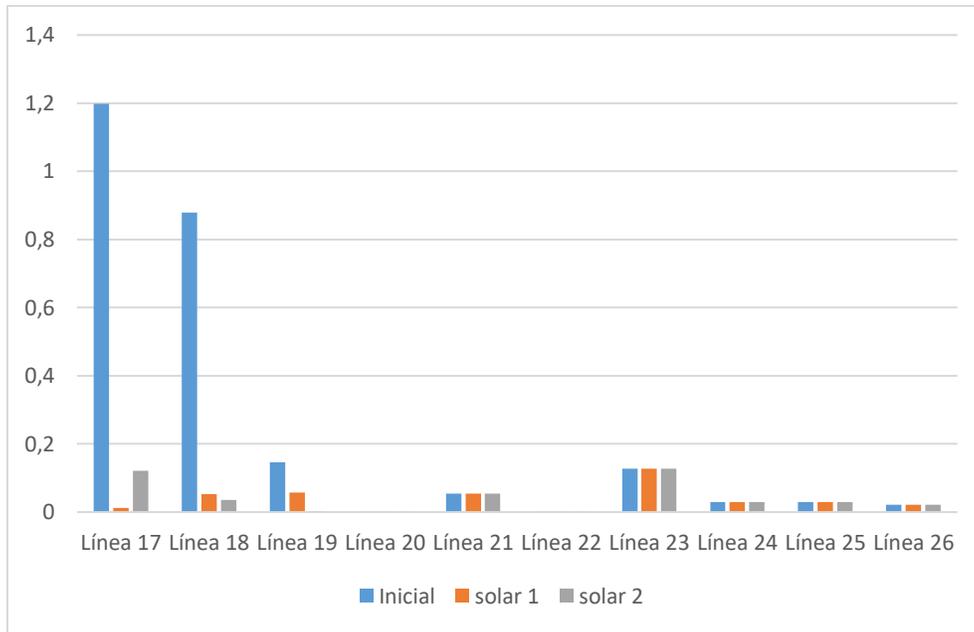


Figura 57. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistemas fotovoltaicos 3 [W].

La conexión de los generadores reduce las pérdidas de los transformadores aproximadamente 15%. Las pérdidas en algunas líneas varían aumentando y en otras se reducen. En las primeras aumentan un 15% y en las segundas se reducen 90%.

4.4.2.4. Cortocircuito

De acuerdo a los procedimientos de Cammesa, para la incorporación de nuevas fuentes de generación al sistema se deben realizar estudio de fallas trifásicas y monofásicas [4]. Por esto se simulan cortocircuitos trifásicos y monofásicos en todas las barras para analizar el comportamiento de la corriente de cortocircuito antes y después de las fuentes renovables.

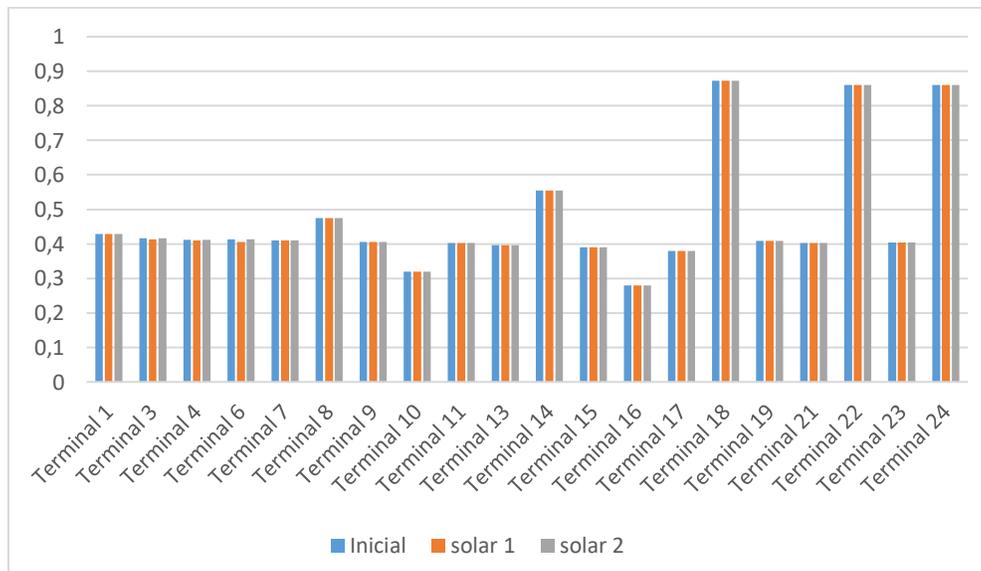


Figura 58. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistemas fotovoltaicos 1 [kA].

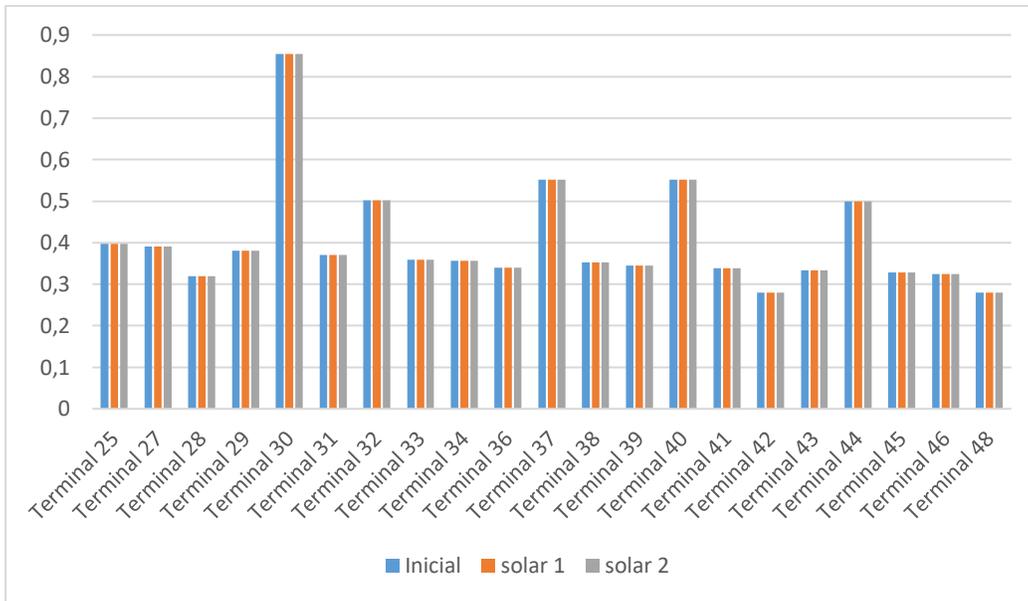


Figura 59. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistemas fotovoltaicos 2 [kA].

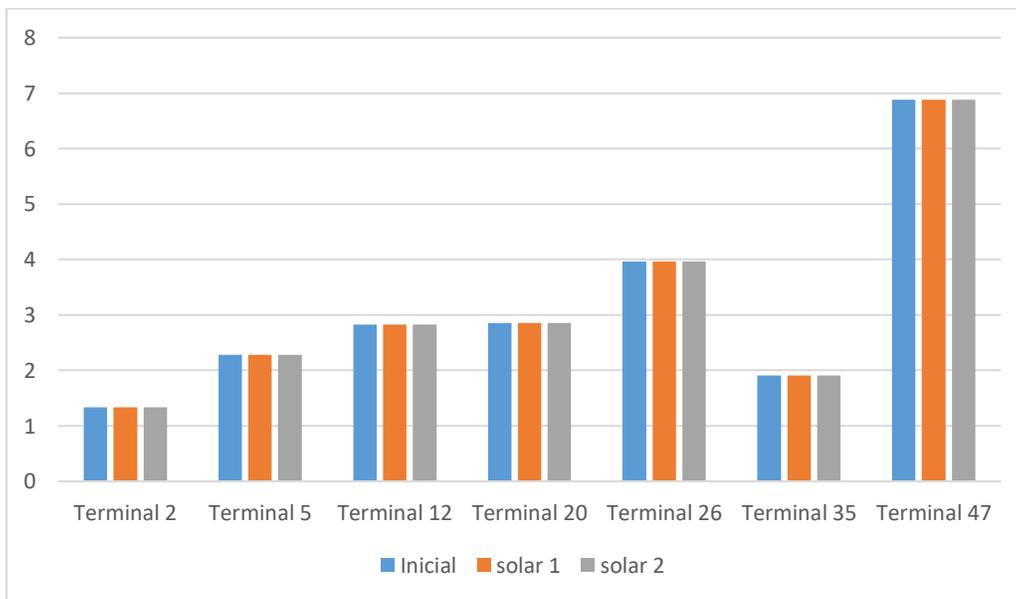


Figura 60. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistemas fotovoltaicos 3 [kA].

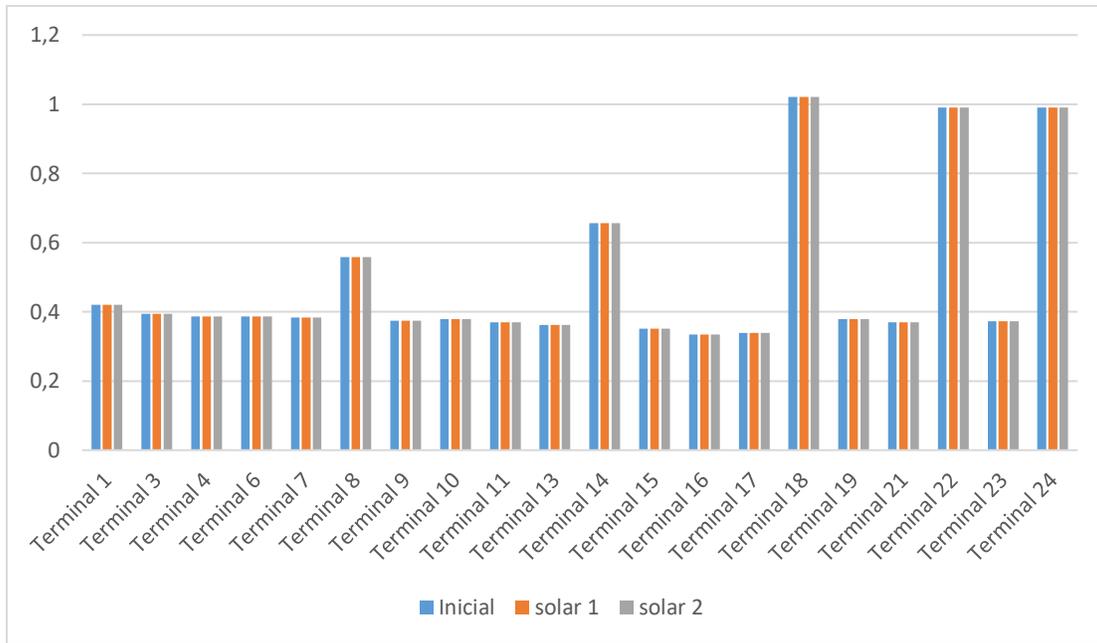


Figura 61. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistemas fotovoltaicos 1 [kA].

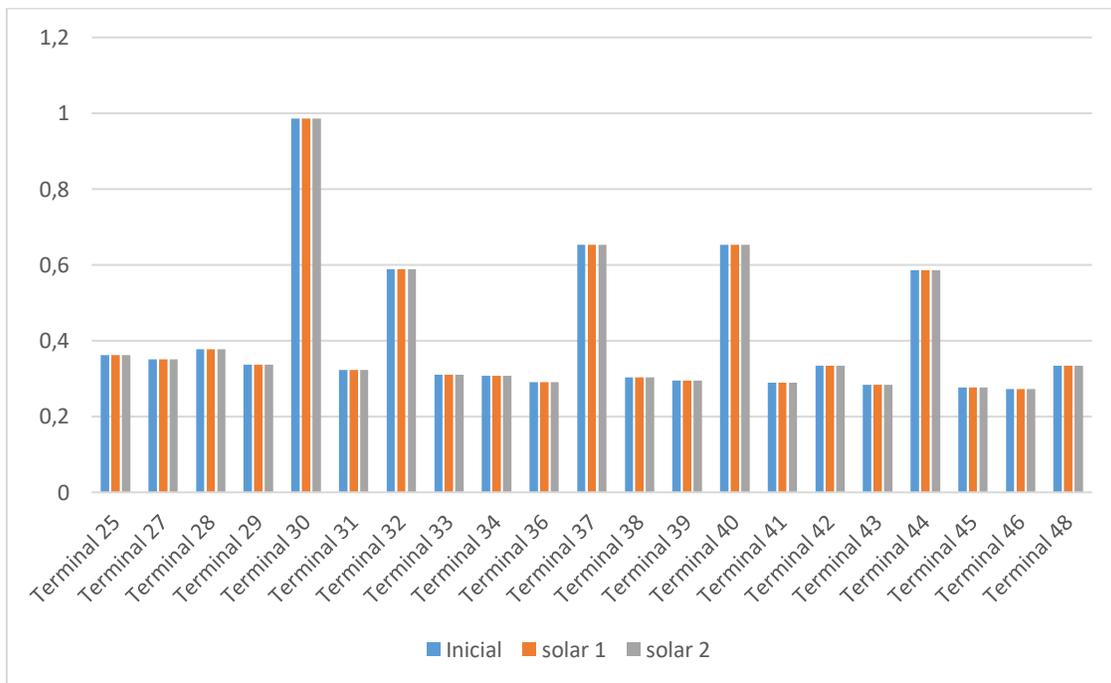


Figura 62. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistemas fotovoltaicos 2 [kA].

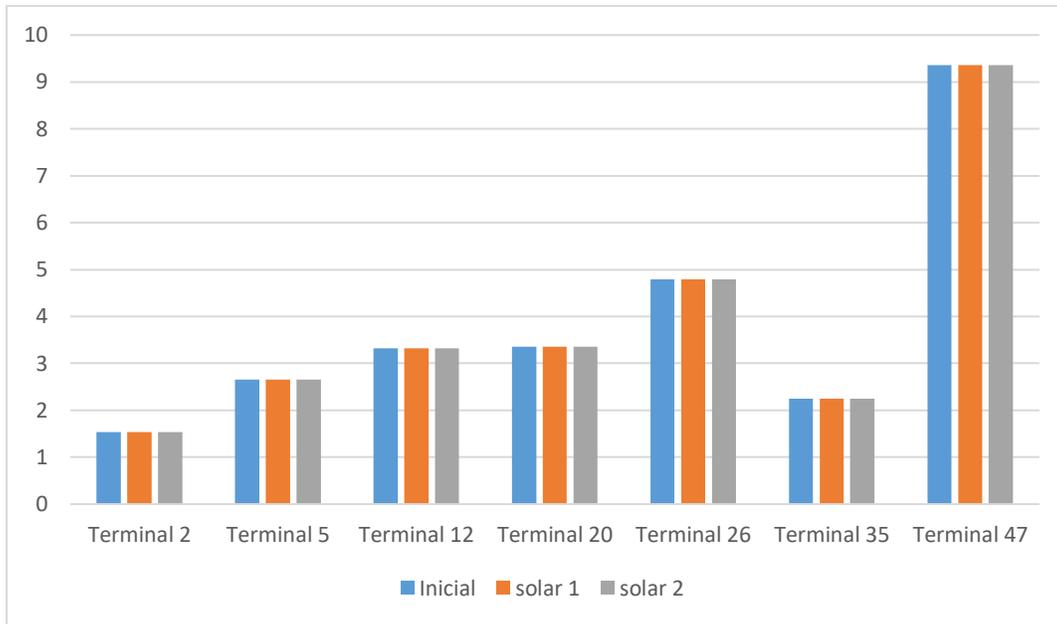


Figura 63. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistemas fotovoltaicos 3 [kA].

Las corrientes de cortocircuito tanto trifásico como monofásico no sufren variación al incorporar los sistemas fotovoltaicos.

4.4.3. Resultados con paneles fotovoltaicos mes de enero

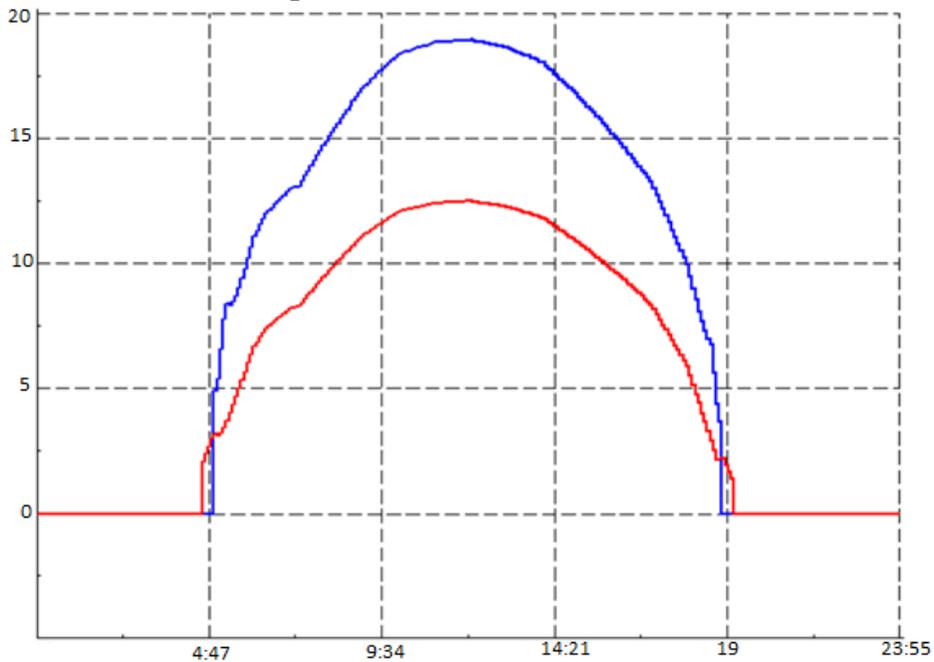


Figura 64. Potencia generada por fuentes 1 y 2 [kW].

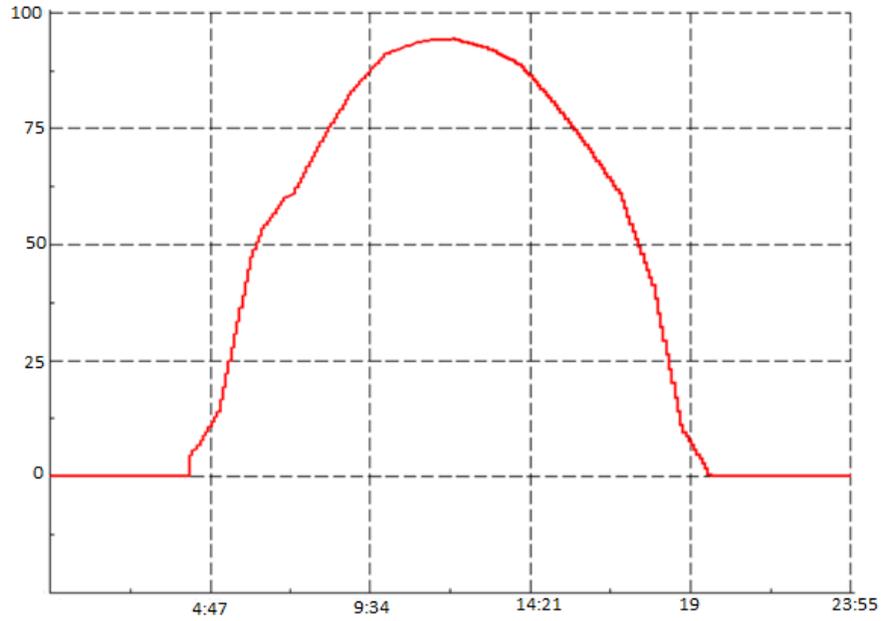


Figura 65. Potencia generada por la fuente 3 [kW].

Dado que el recurso natural en enero aumenta, la generación de los paneles fotovoltaicos también aumenta.

4.4.3.1. Perfiles de tensión

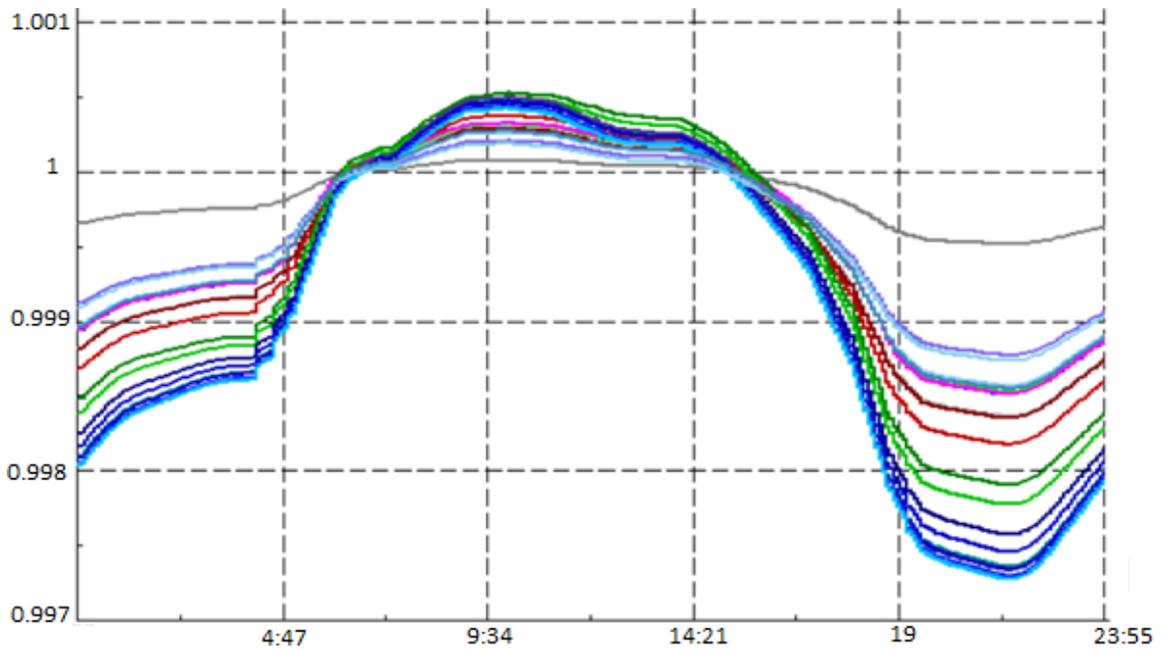


Figura 66. Tensión en barras de media tensión con sistema fotovoltaicos (enero) [pu].

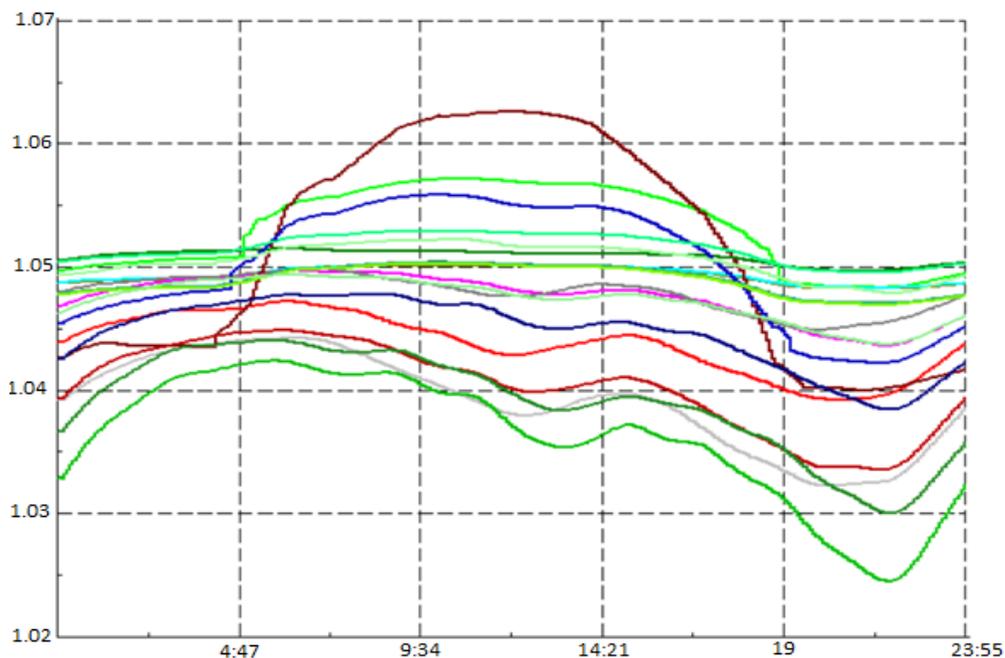


Figura 67. Tensión en barras de baja tensión con sistemas fotovoltaicos (enero) [pu].

En este caso las barras de media tensión cuando se produce la generación solar, aumentan su tensión por encima del 1pu, pero se encuentran por debajo del límite máximo 1,05pu. En cuanto a las barras de baja tensión donde se encuentran los paneles superan el límite, llegando a 1,06pu donde se encuentra el generador de mayor potencia (fuente 3)

4.4.3.2. Carga de líneas y transformadores

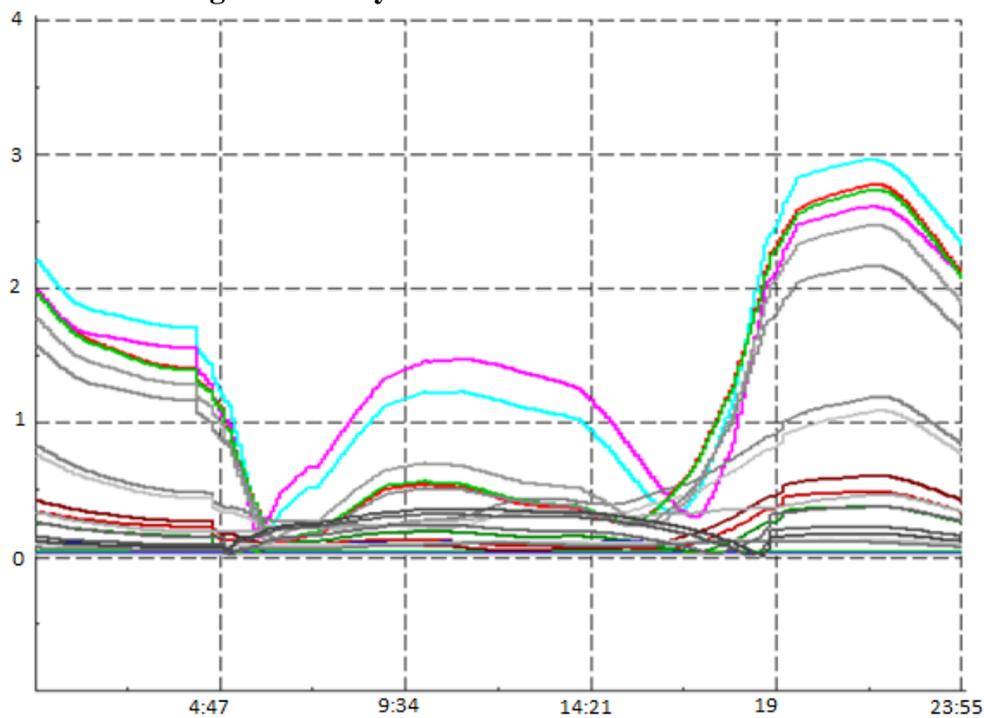


Figura 68. Carga de líneas con sistemas fotovoltaicos (enero) [%].

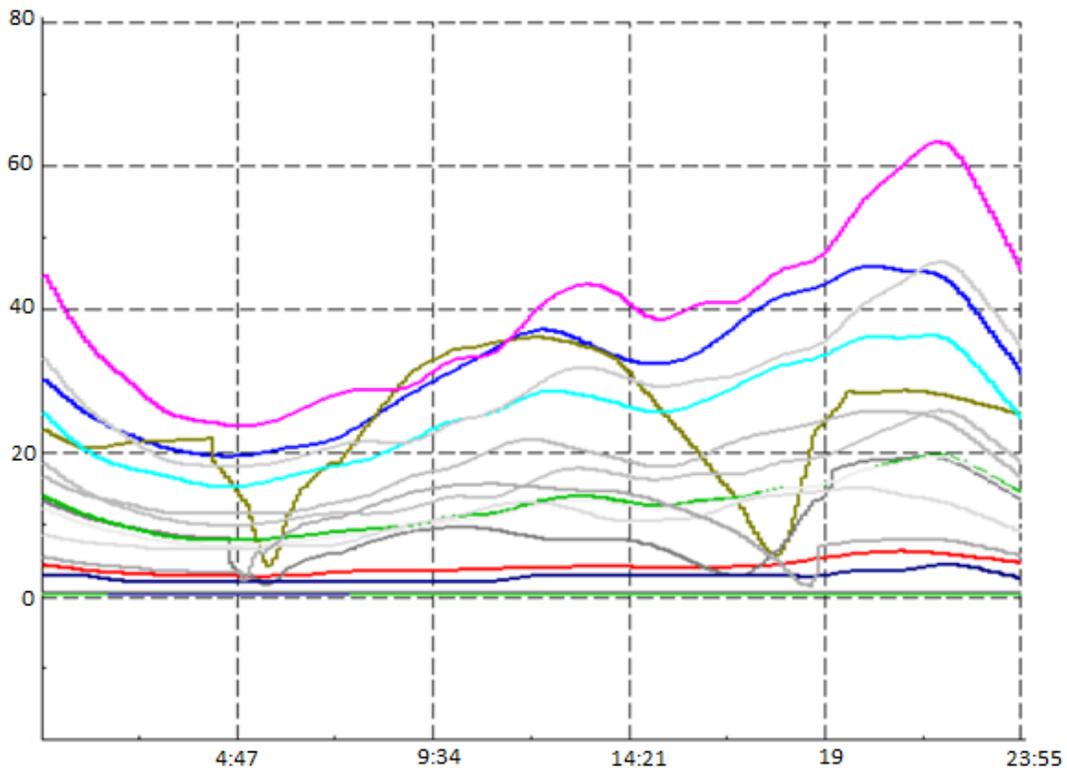


Figura 69. Carga de transformadores con sistemas fotovoltaicos (enero) [%].

Las líneas y los generadores que antes disminuían su carga ahora van disminuyendo la misma a medida que la generación de los paneles aumenta. Pero a las 6 de la mañana la generación es elevada y la carga comienza a aumentar nuevamente paralelo a la generación del panel, llegando hasta el punto máximo a las 12hs aproximadamente. Luego comienza a disminuir a medida que disminuye la radiación incidente en el sistema fotovoltaico.

4.4.3.3. Pérdida de potencia

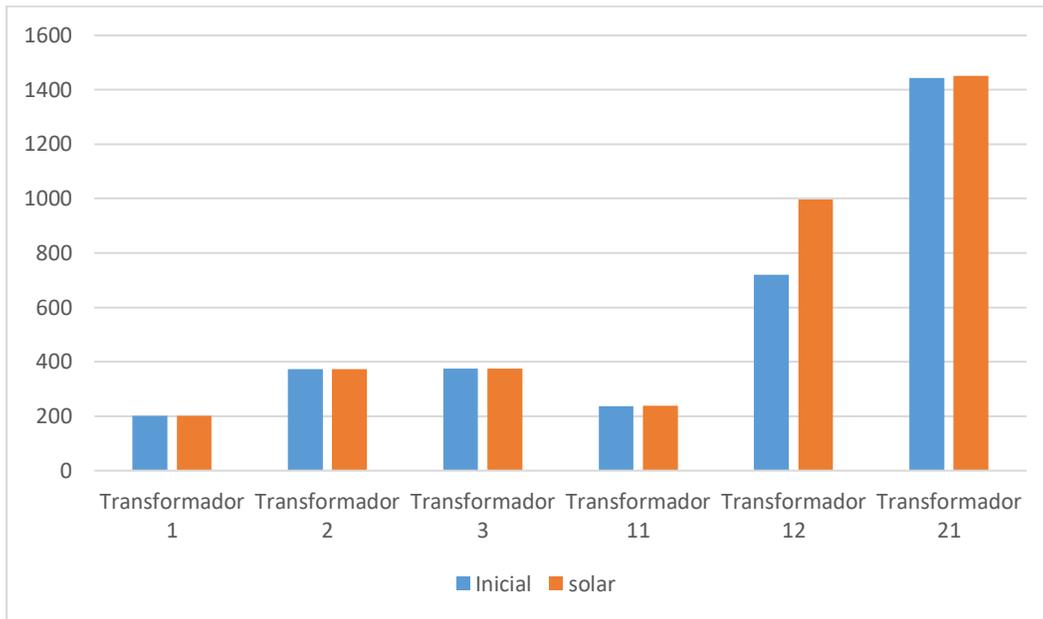


Figura 70. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistemas fotovoltaicos 1 (enero) [W].

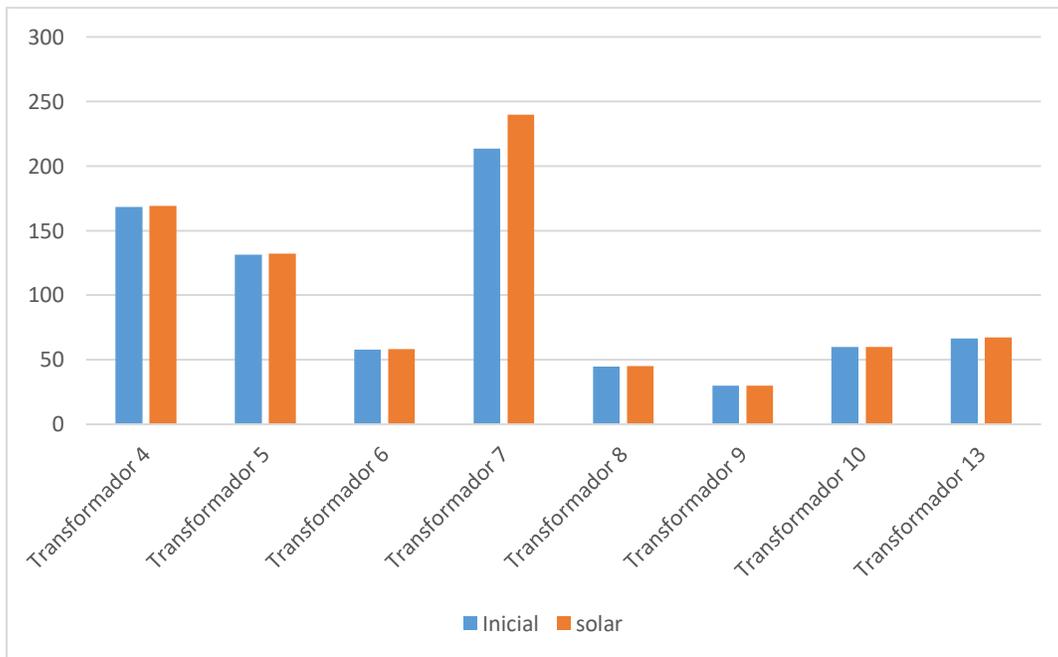


Figura 71. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistemas fotovoltaicos 2 (enero) [W].

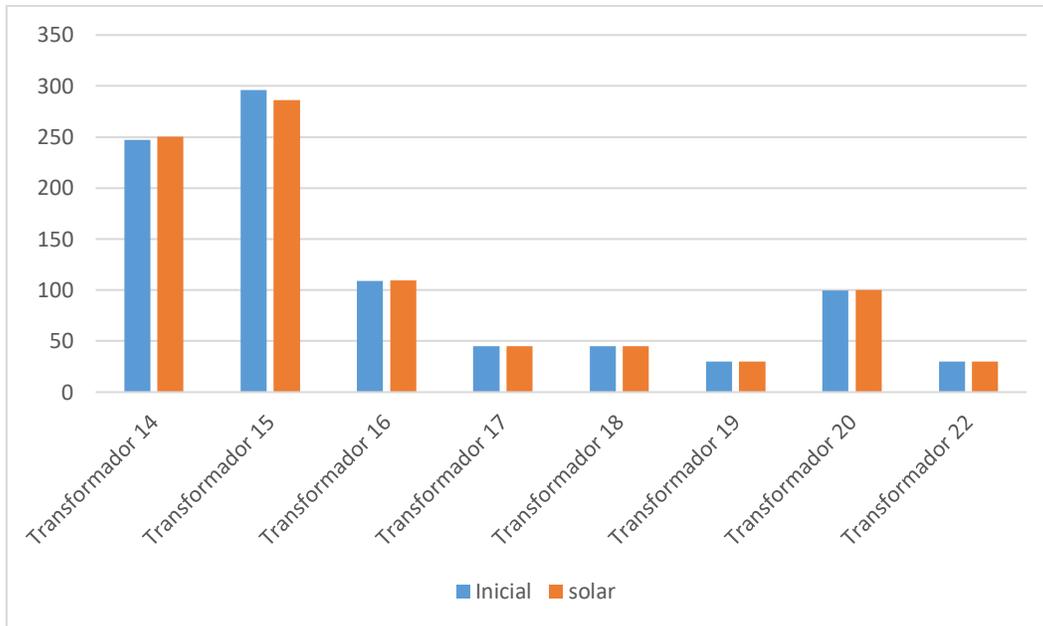


Figura 72. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistemas fotovoltaicos 3 (enero) [W].

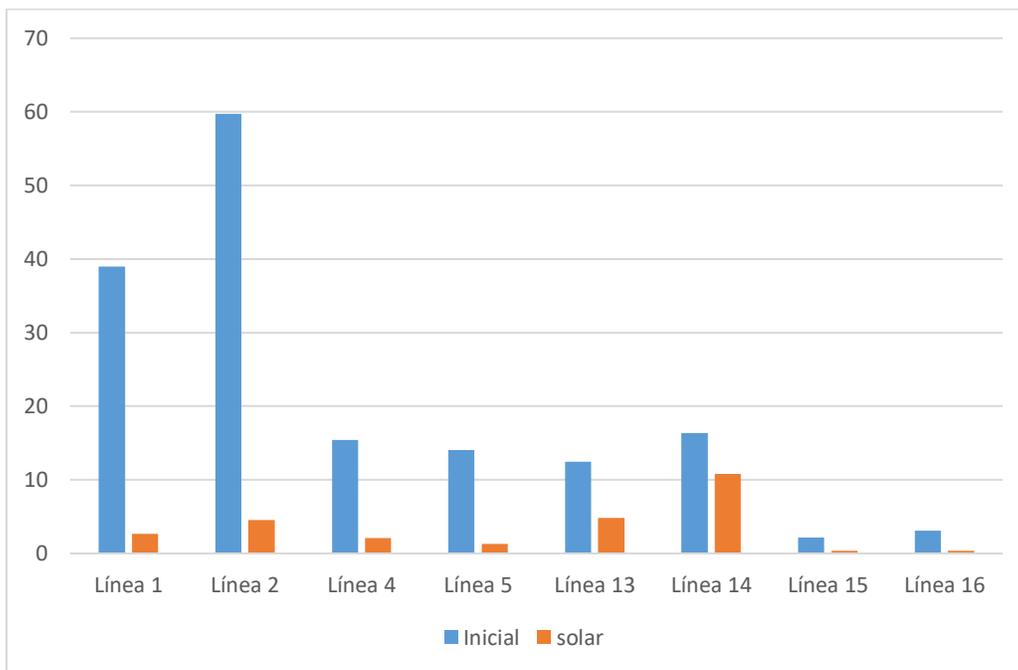


Figura 73. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistemas fotovoltaicos 1 (enero) [W].

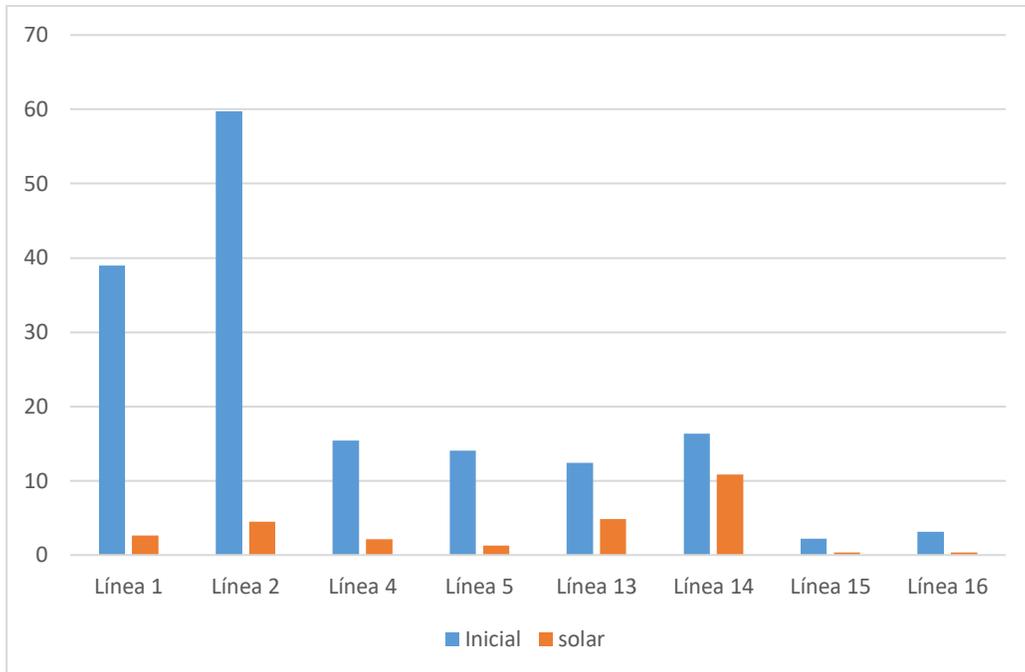


Figura 74. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistemas fotovoltaicos 2 (enero) [W].

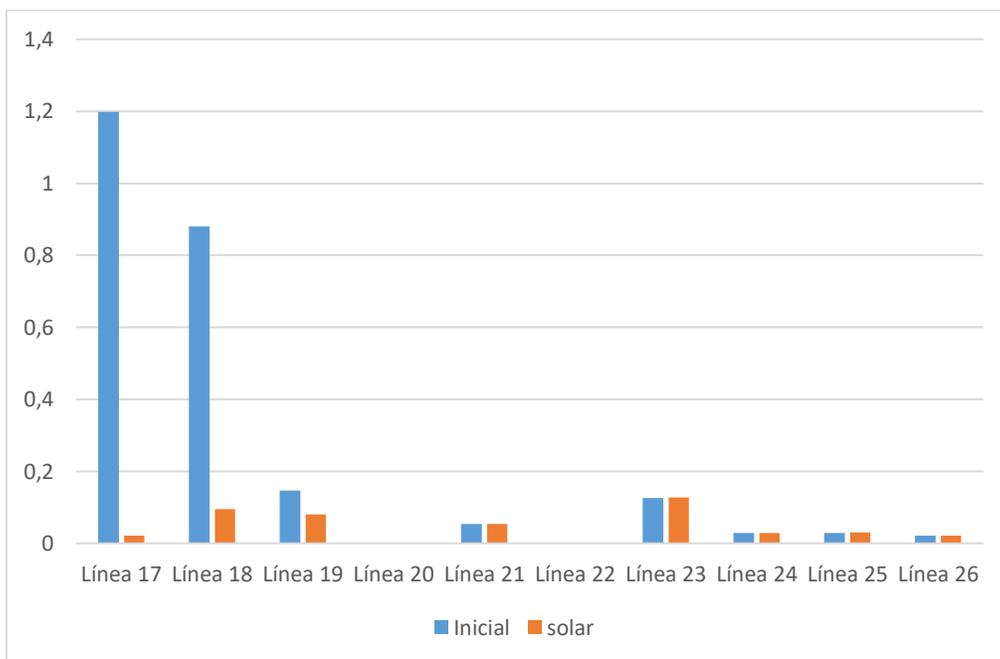


Figura 75. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistemas fotovoltaicos 3 (enero) [W].

A diferencia del mes de junio, ahora hay mayor generación fotovoltaica, produciéndose un aumento de pérdidas en los transformadores de 1%. Por otra parte, en algunas líneas las pérdidas aumentan un 80% y en otras se reduce 70%.

4.4.3.4. Cortocircuito

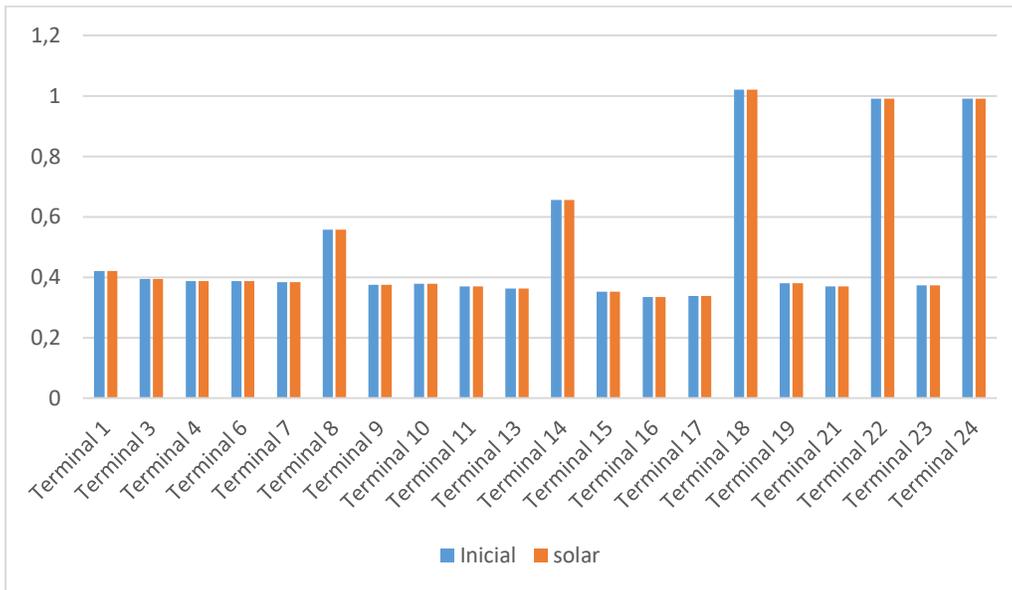


Figura 76. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistemas fotovoltaicos 1 (enero) [kA].

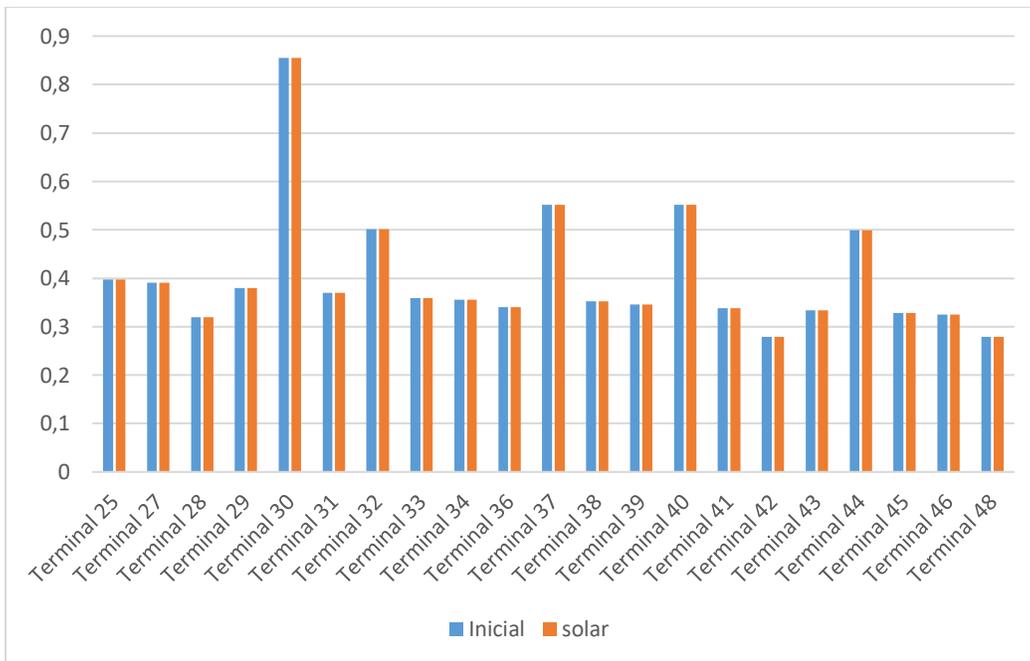


Figura 77. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistemas fotovoltaicos 2 (enero) [kA].

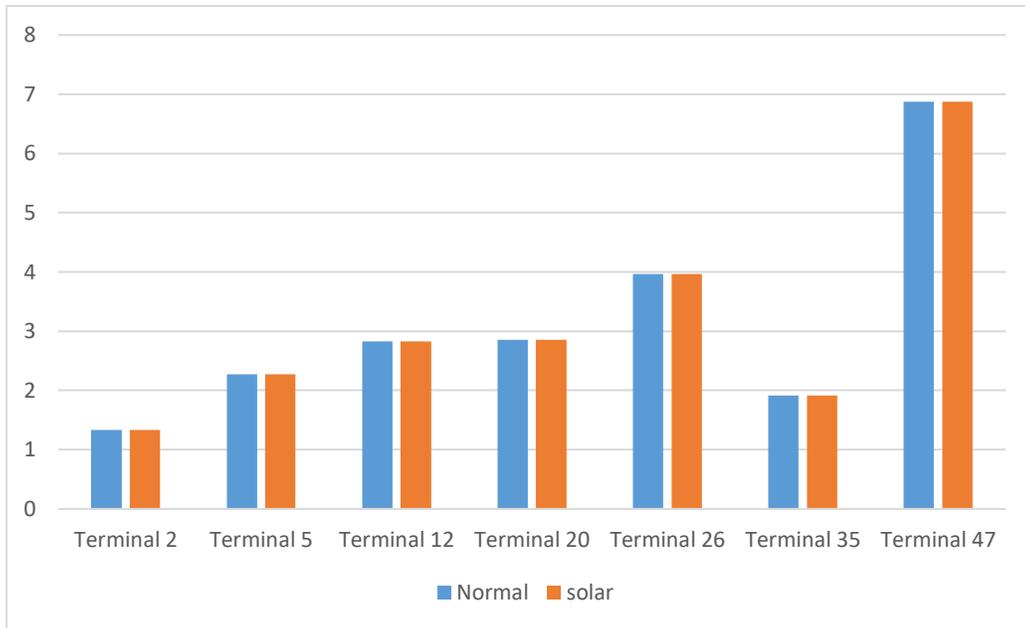


Figura 78. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistemas fotovoltaicos 3 (enero) [kA].

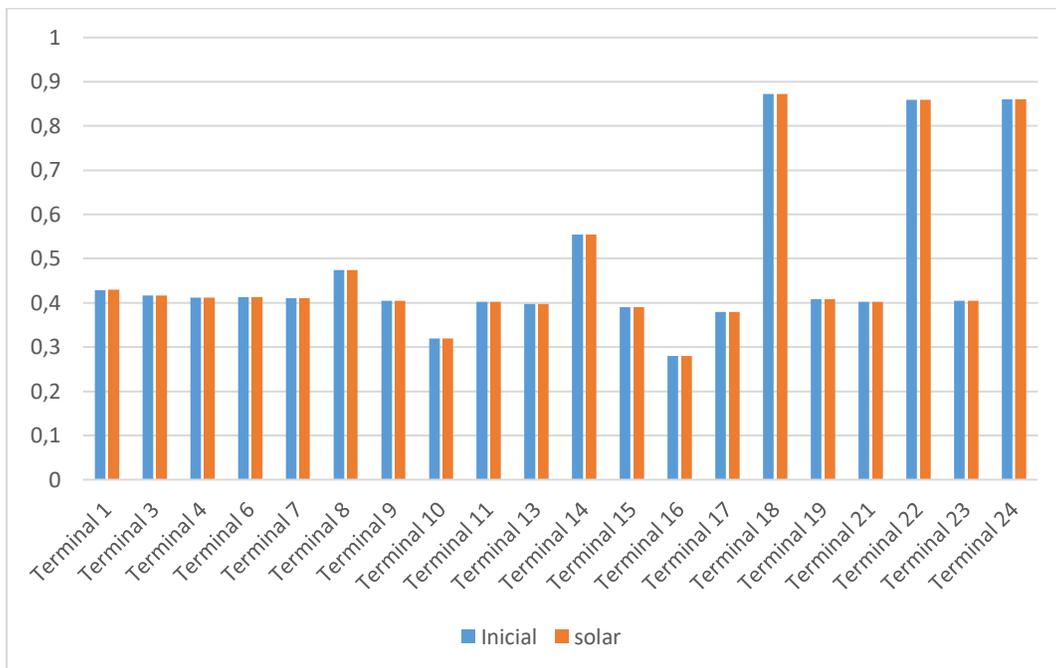


Figura 79. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistemas fotovoltaicos 1 (enero) [kA].

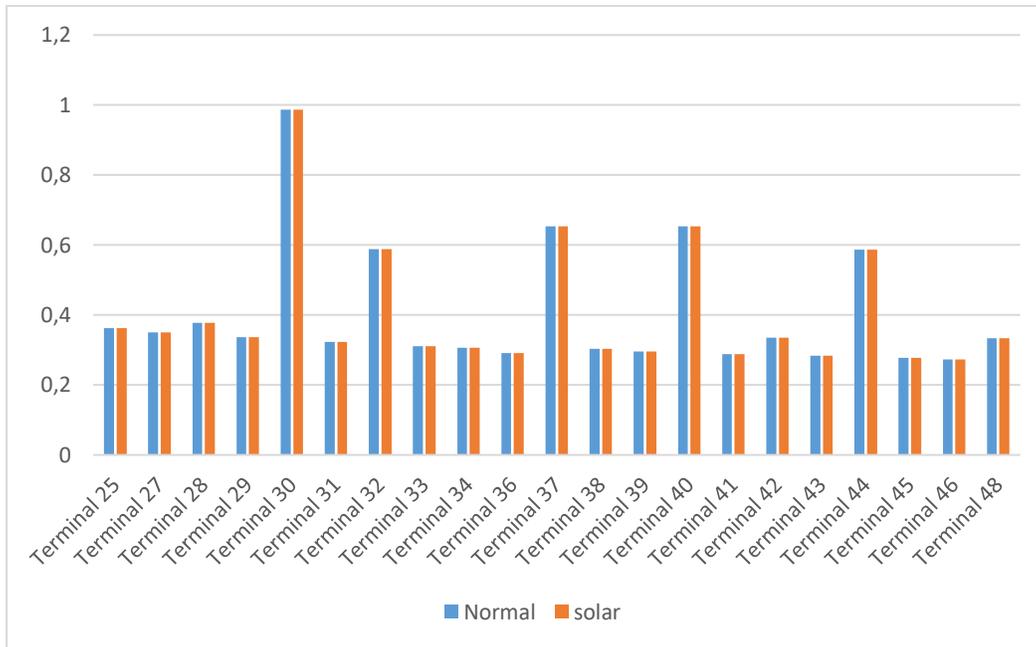


Figura 80. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistemas fotovoltaicos 2 (enero) [kA].

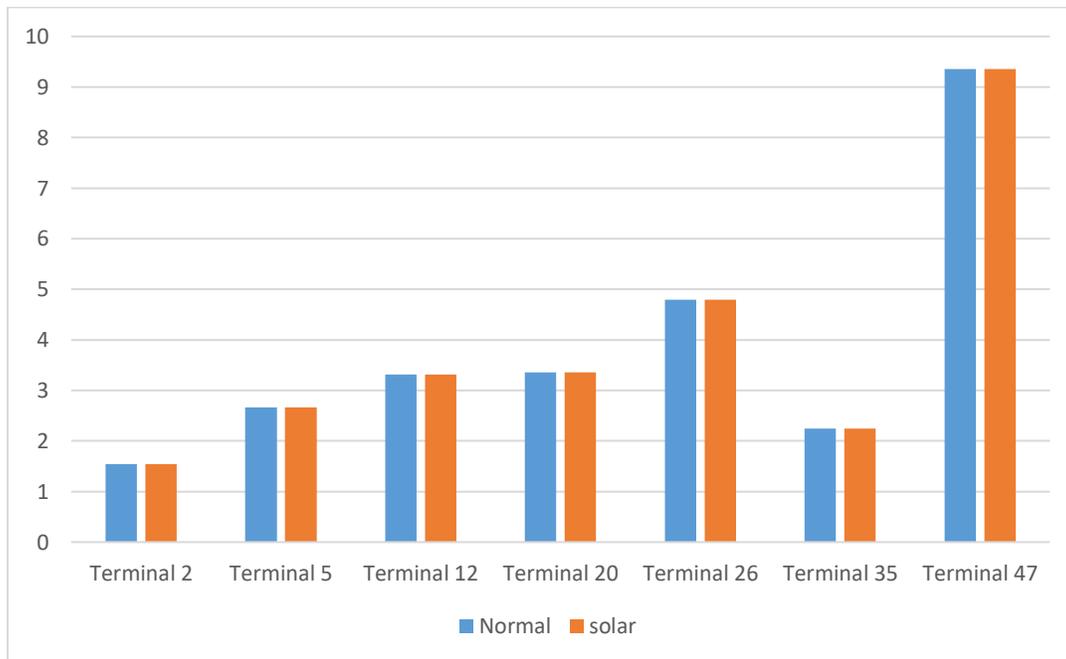


Figura 81. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistemas fotovoltaicos 3 (enero) [kA].

A pesar de que la generación de los paneles solares ahora es mayor las corrientes de cortocircuito se mantienen constantes.

4.4.4. Resultados con aerogenerador mes de mayo

4.4.4.1. Perfil de tensión

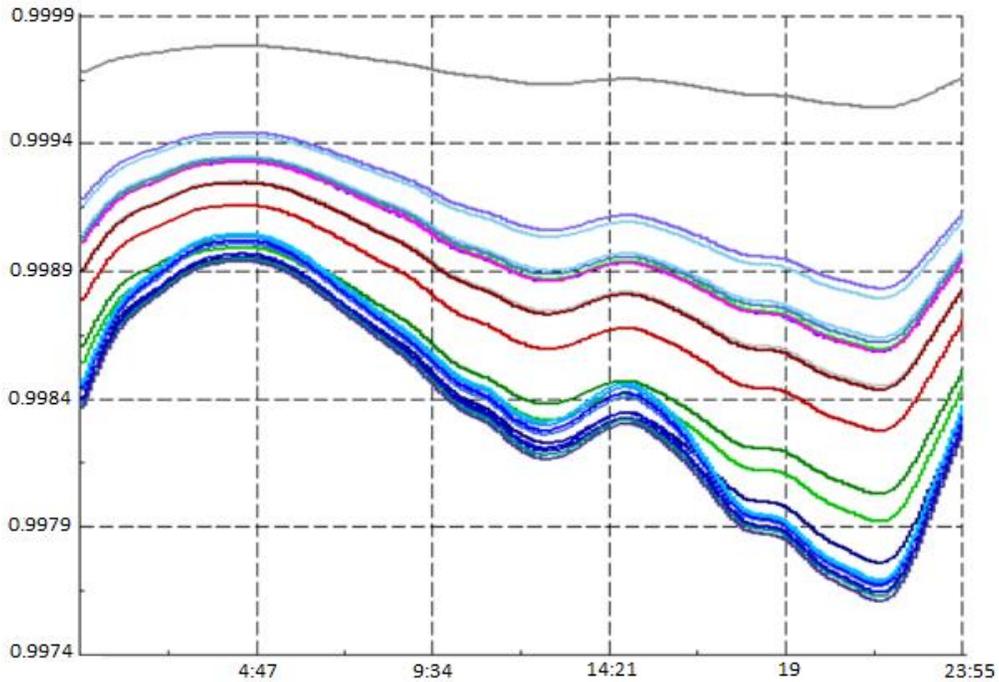


Figura 82. Tensión en barras de media tensión con sistema eólico [pu].

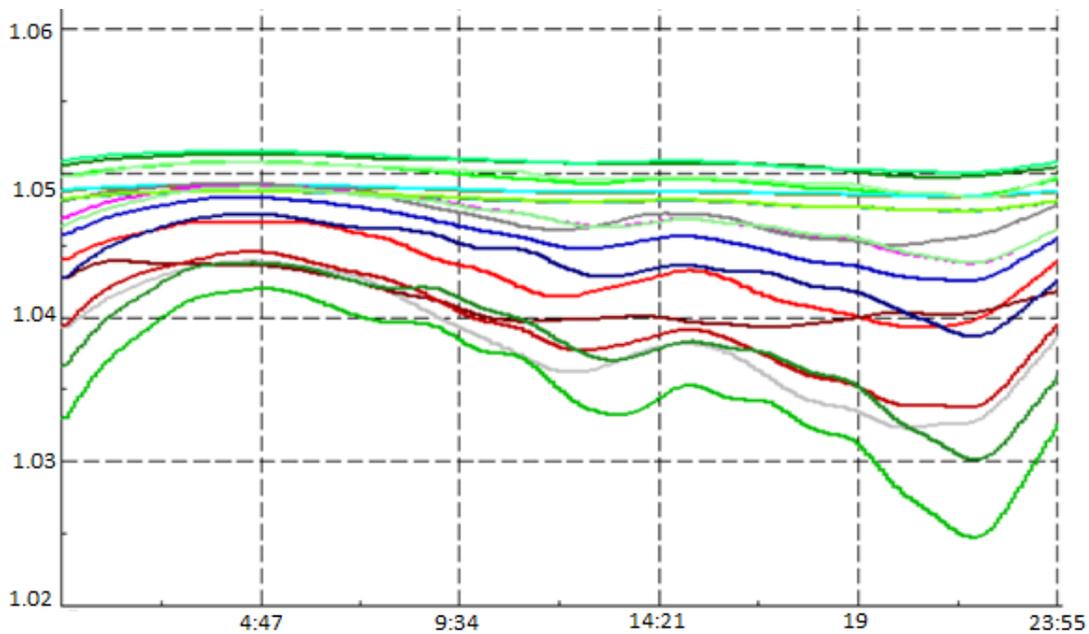


Figura 83. Tensión en barra de baja tensión con sistema eólico [pu].

Al igual que con los generadores fotovoltaicos, al conectar el generador eólico las tensiones en las barras de media tensión aumentan aproximándose a la unidad. Mientras que, en las barras de baja tensión, cuyos valores se encuentran cercanos a 1,05pu, la variación es mínima.

4.4.4.2. Carga de líneas y transformadores

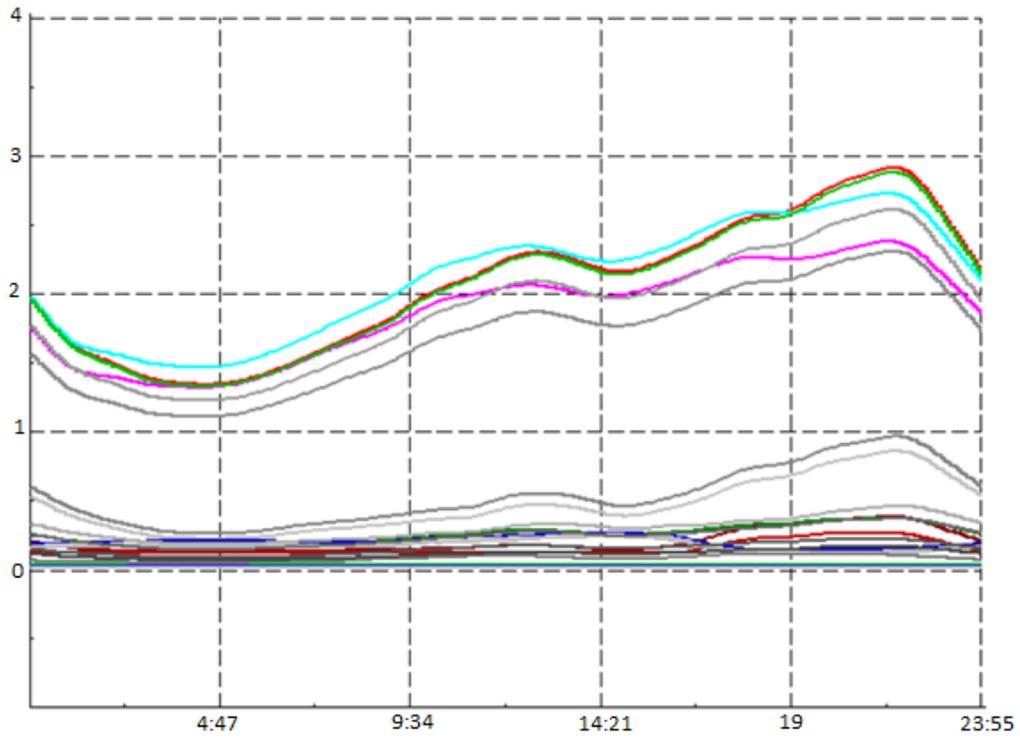


Figura 84. Carga de líneas con sistema eólico [%]

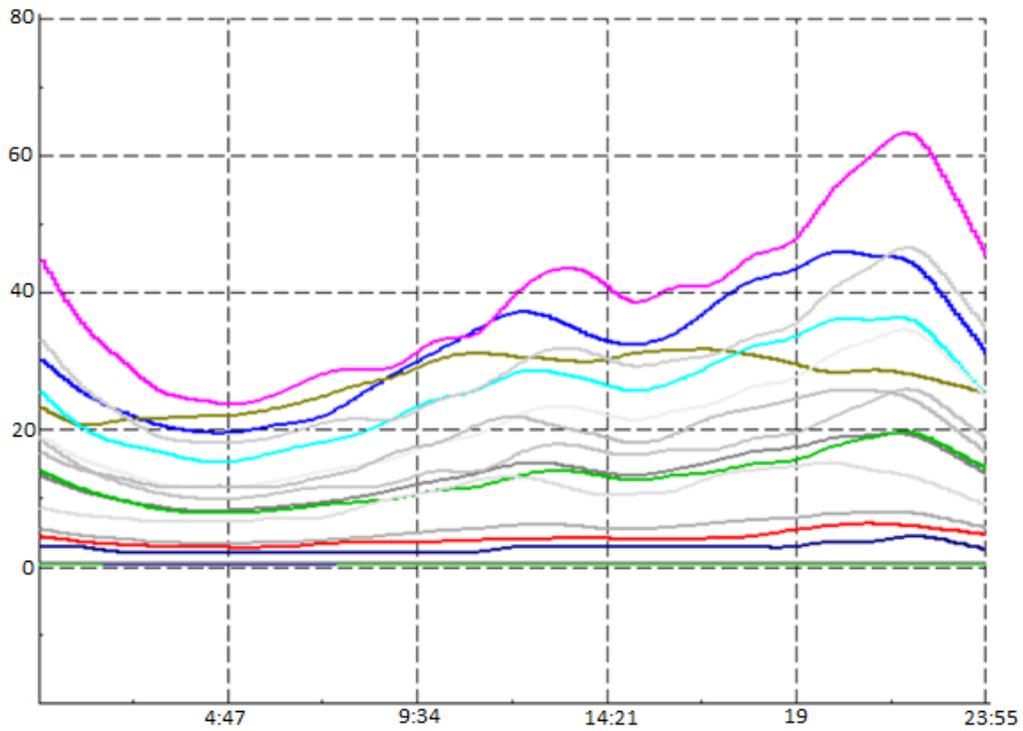


Figura 85. Carga de transformadores con sistema eólico [%].

El sistema ahora tiene alimentación por ambos extremos, en la izquierda se encuentra la red externa y a la derecha por el generador eólico, por lo que la carga del sistema se distribuye y en algunas líneas aumenta y en otras se reduce. El aumento de carga es de 50% y la reducción 18% aproximadamente.

4.4.4.3. Pérdida de potencia



Figura 86. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistema eólico 1 [W].

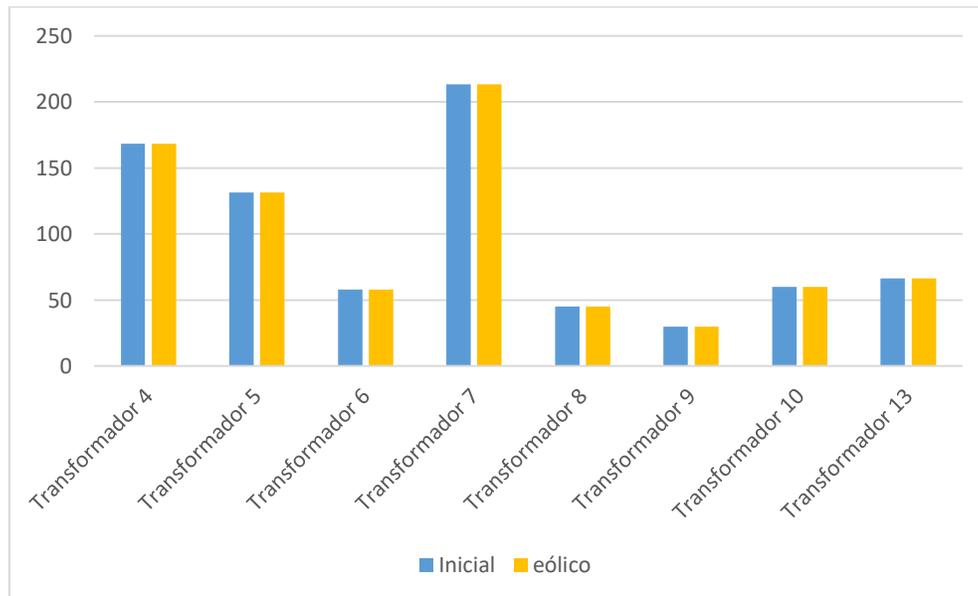


Figura 87. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistema eólico 2 [W].

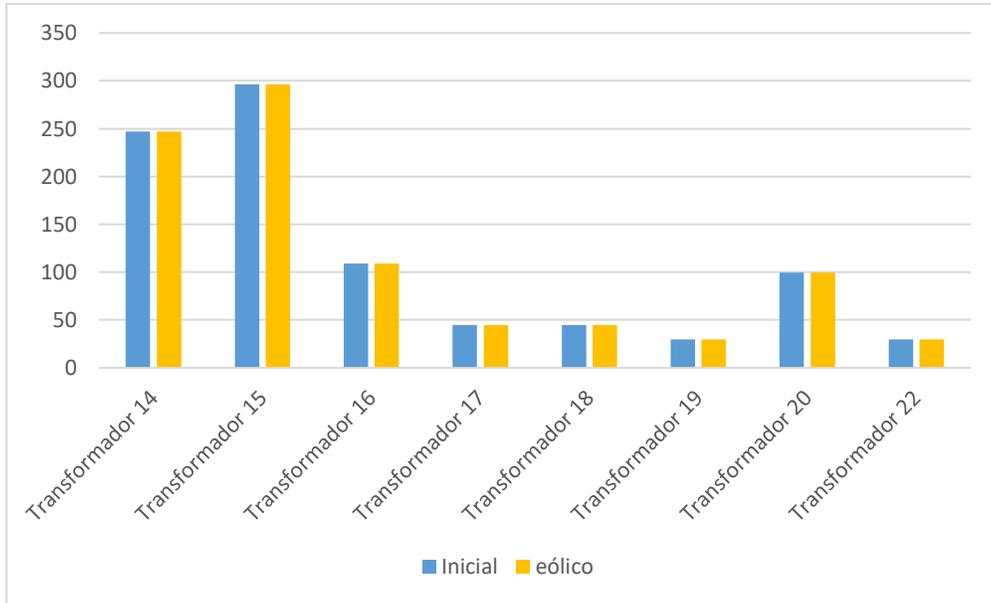


Figura 88. Perdida de potencia activa en los transformadores con sistema eólico 3 [W].

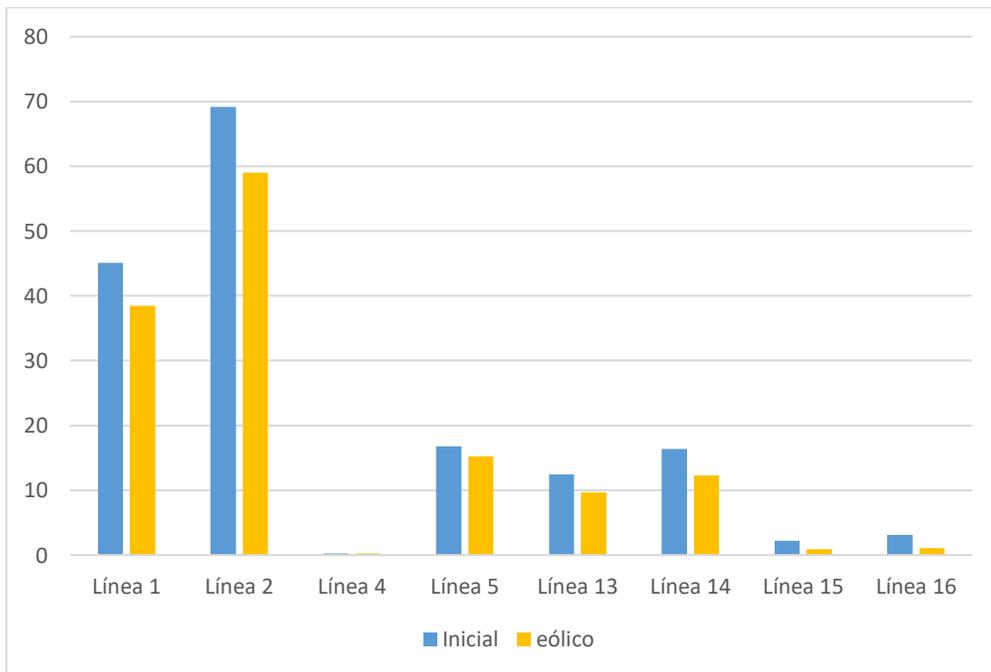


Figura 89. Perdida de potencia activa en las líneas con sistema eólico 1 [W].

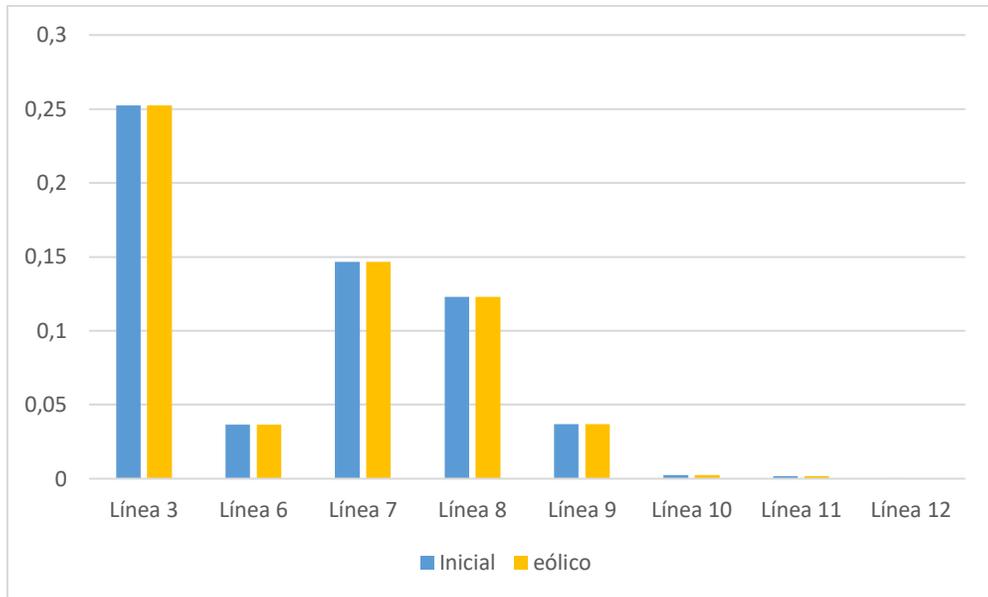


Figura 90. Perdida de potencia activa en las líneas con sistema eólico 2 [W].

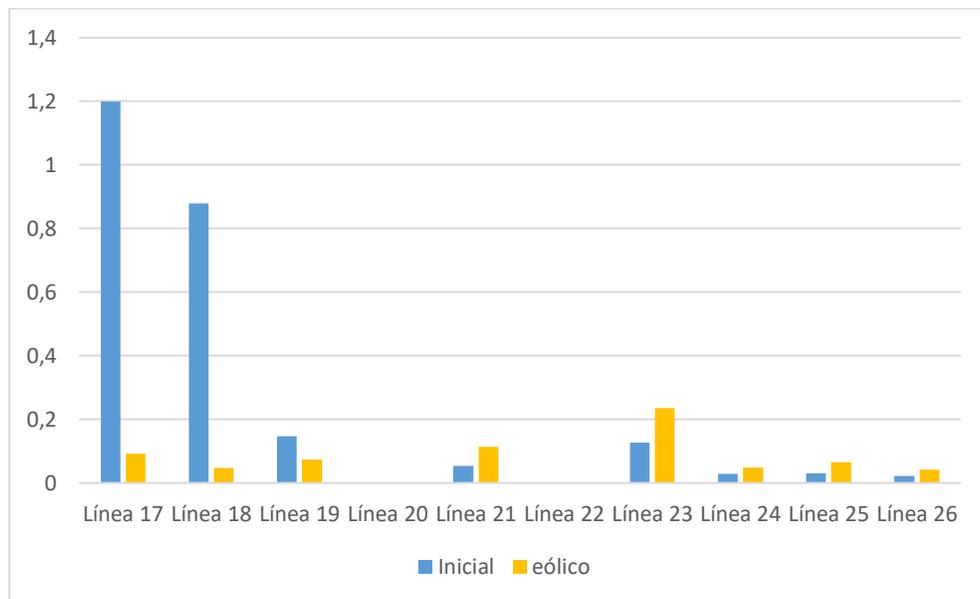


Figura 91. Perdida de potencia activa en las líneas con sistema eólico 3 [W].

La variación en los transformadores es insignificante, solamente un 0,02% de aumento. Por otra parte, en algunas líneas aumentan un 30% y en otras se reduce un 35%.

4.4.4.4. Cortocircuito

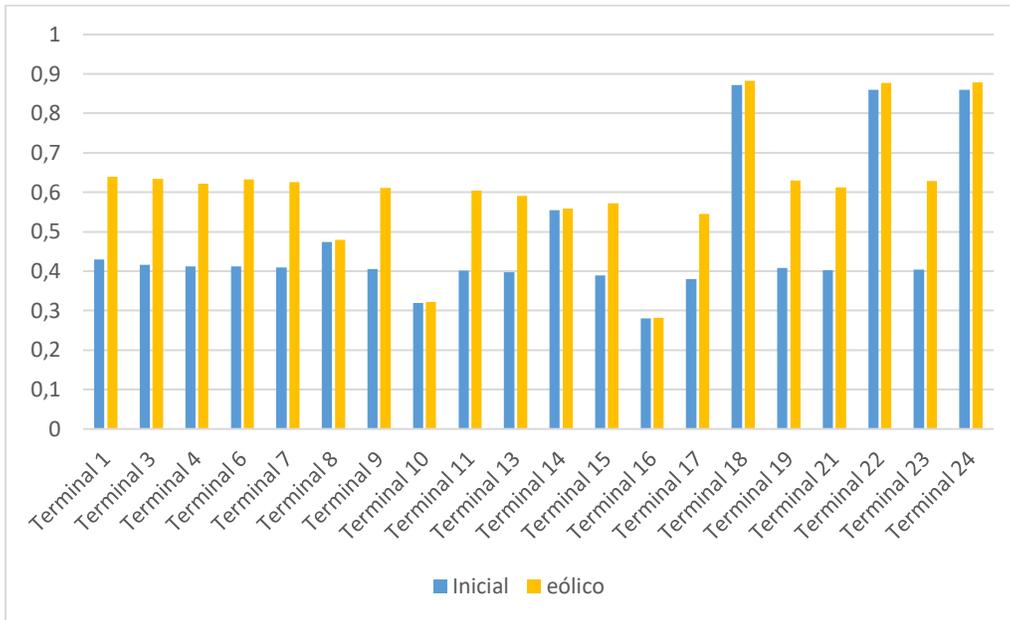


Figura 92. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistema eólico 1 [kA].

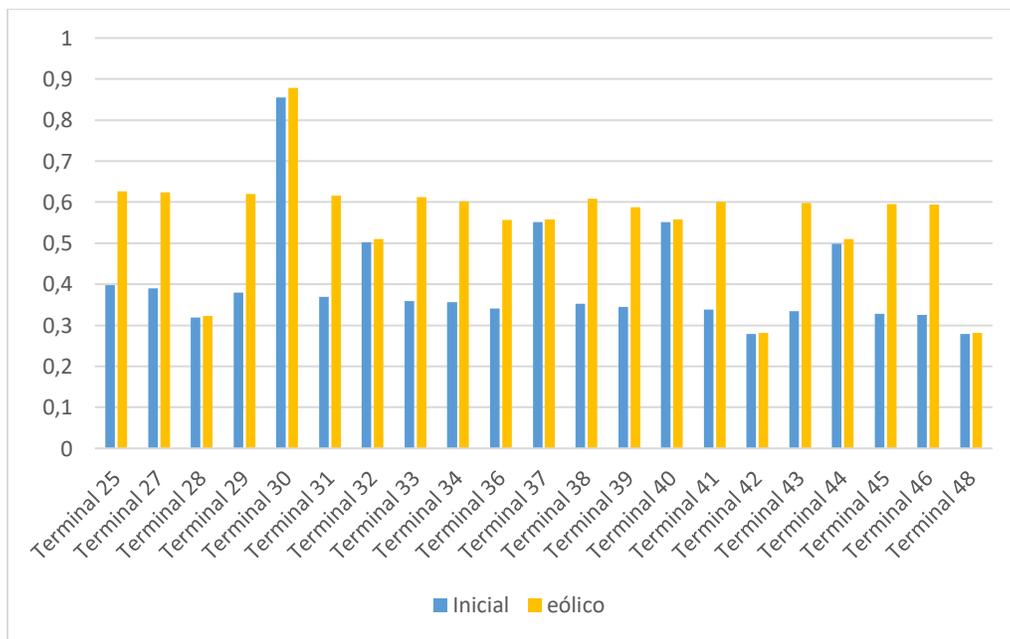


Figura 93. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistema eólico 2 [kA].

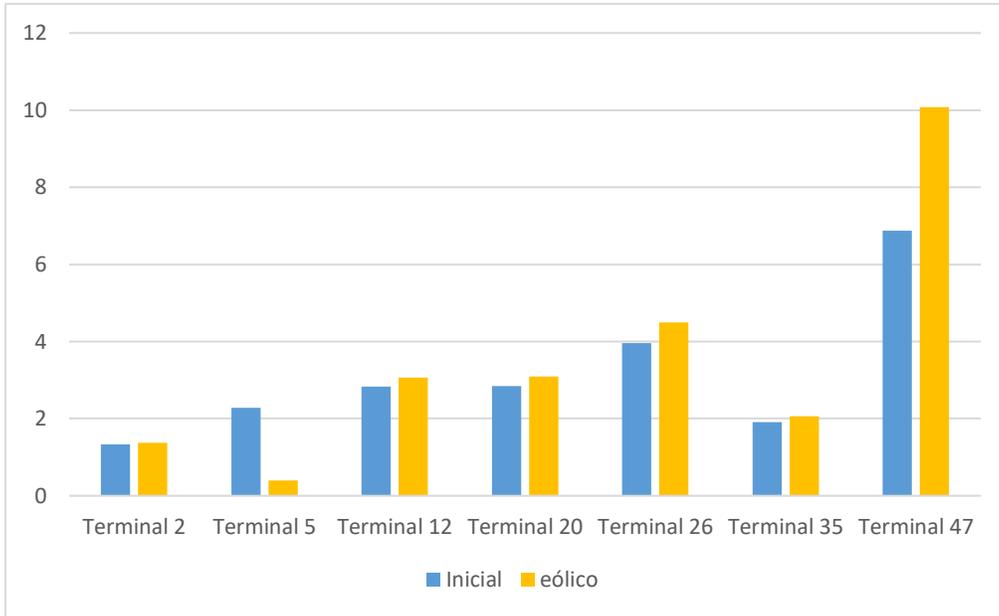


Figura 94. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistema eólico 3 [kA].

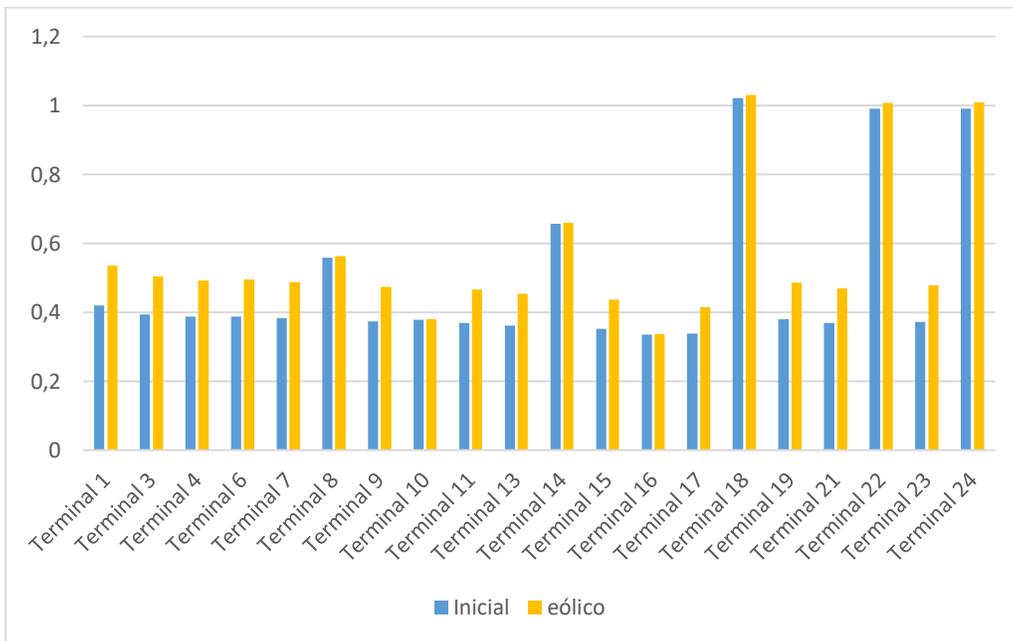


Figura 95. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistema eólico 1 [kA].

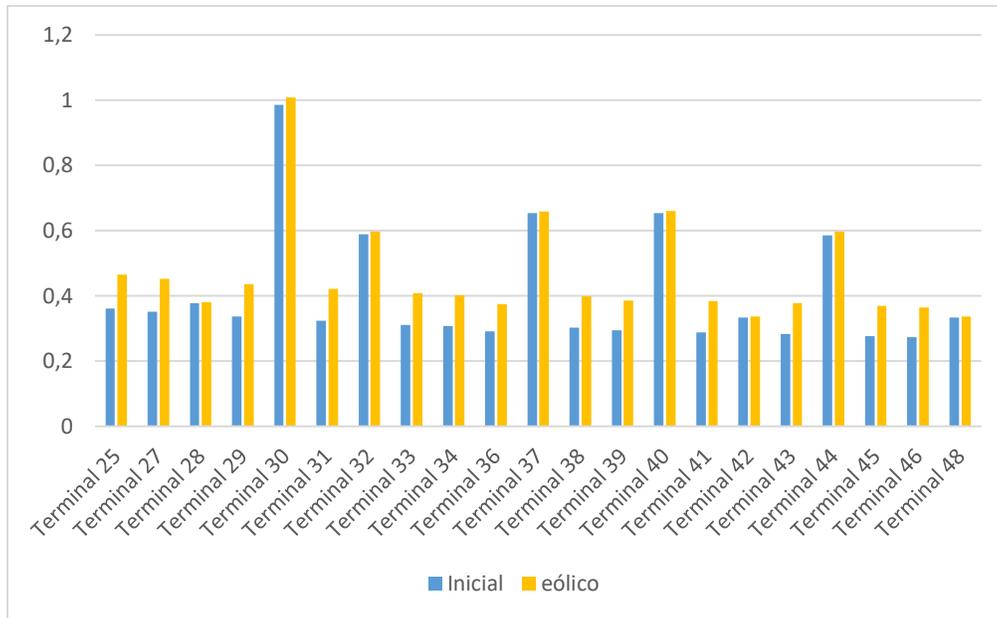


Figura 96. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistema eólico 2 [kA].

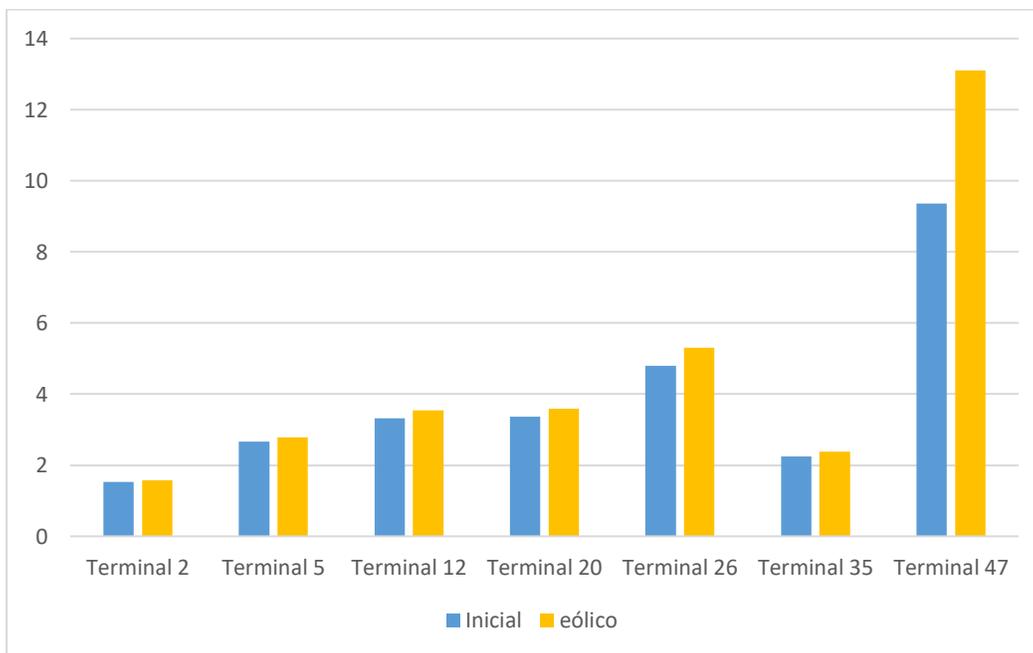


Figura 97. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistema eólico 3 [kA].

A diferencia de los sistemas fotovoltaicos, el generador aumenta las corrientes de cortocircuitos. El aumento en la falla trifásica es mayor que en el caso de falla monofásica, un 35% y 17% aproximadamente.

4.4.5. Resultados con aerogenerador mes de enero

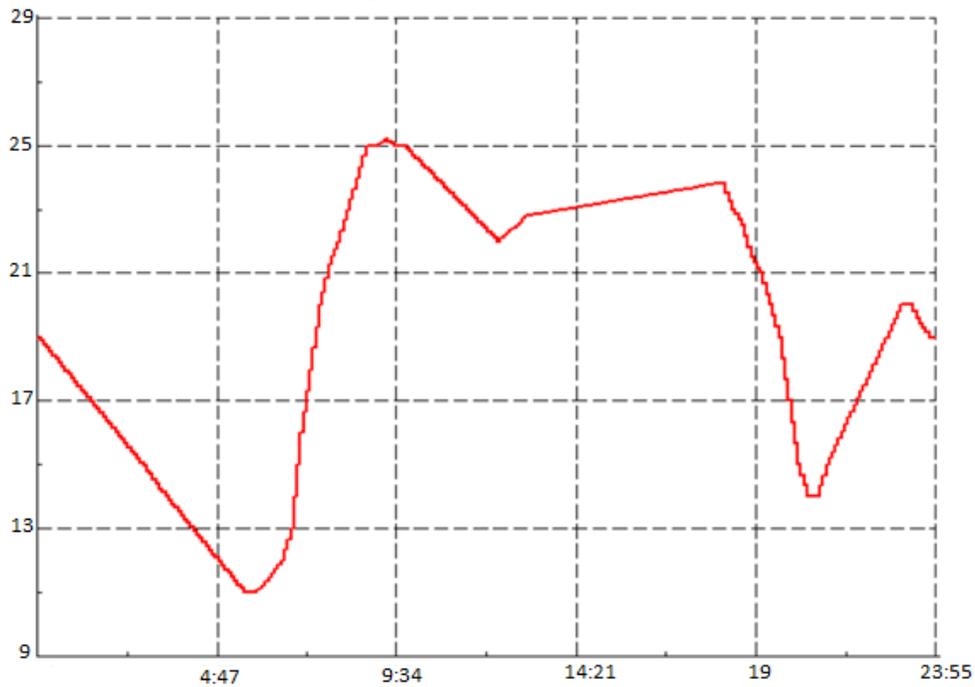


Figura 98. Potencia generada por fuente eólica (enero) [kW].

En este caso el recurso natural es mayor y más oscilatorio, lo que trae aparejado una mayor potencia generada y mayor variabilidad.

4.4.5.1. Perfil de tensión

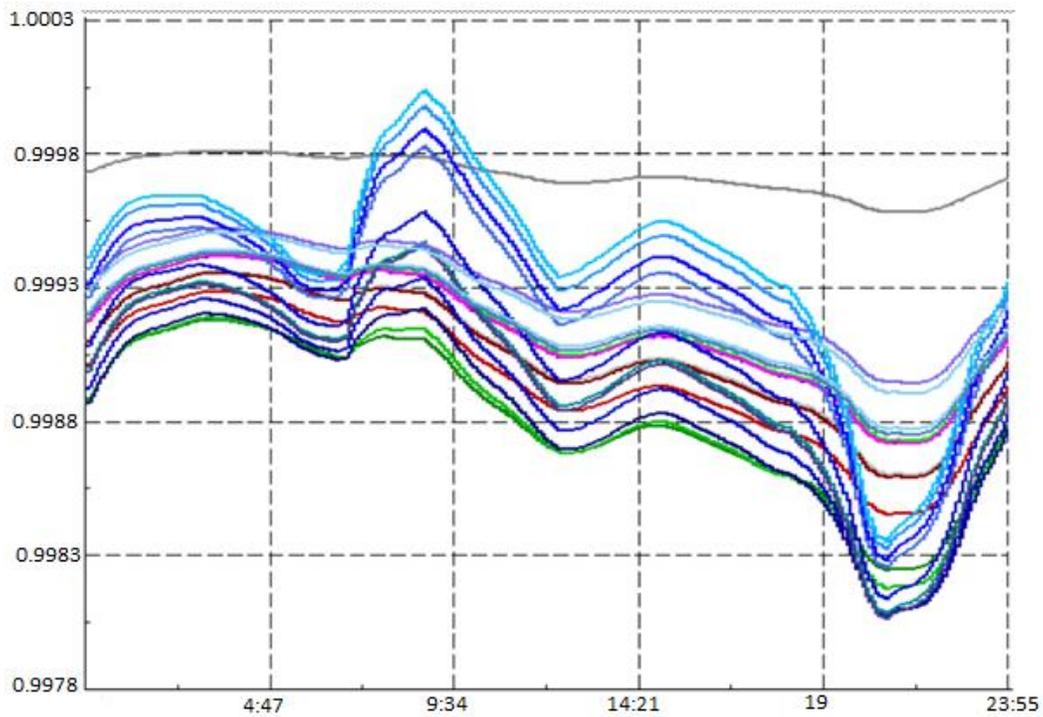


Figura 99. Tensión en barras de media tensión con sistema eólico (enero) [pu]

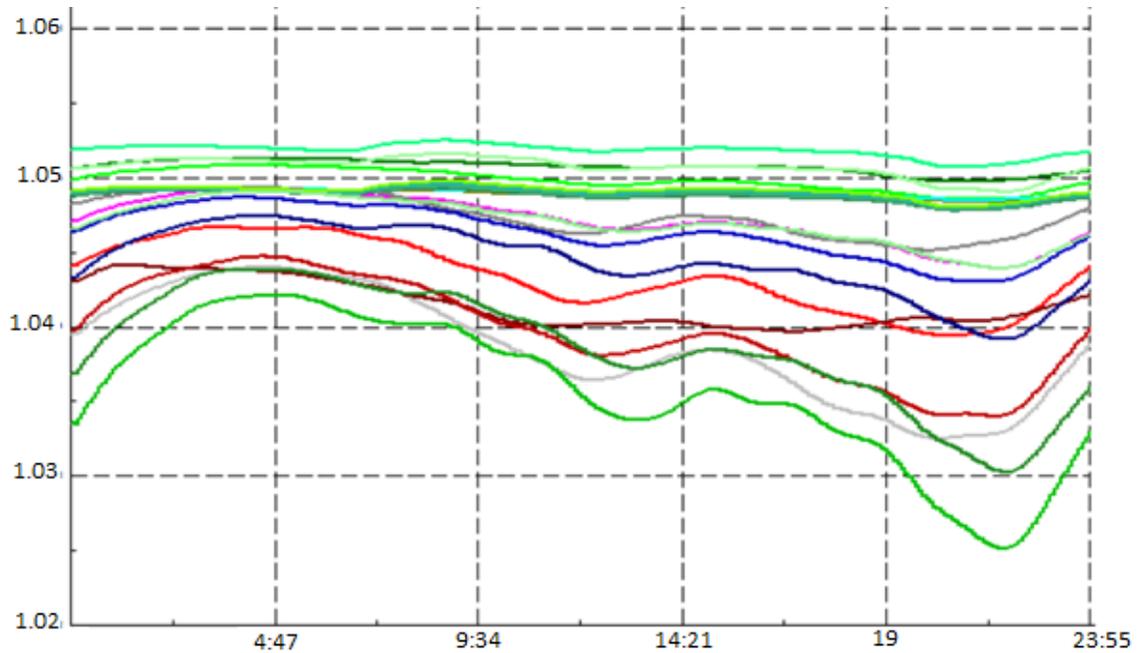


Figura 100. Tensión en barras de baja tensión con sistema eólico (enero) [pu].

A diferencia del mes de mayo, en donde las barras de media tensión no sufrían un gran cambio, en el mes de enero las tensiones tienen una mayor variación aproximándose a 1pu incluso algunas barras superan dicho valor. Las barras de baja tensión se mantienen sin cambio.

4.4.5.2. Carga de líneas y transformadores

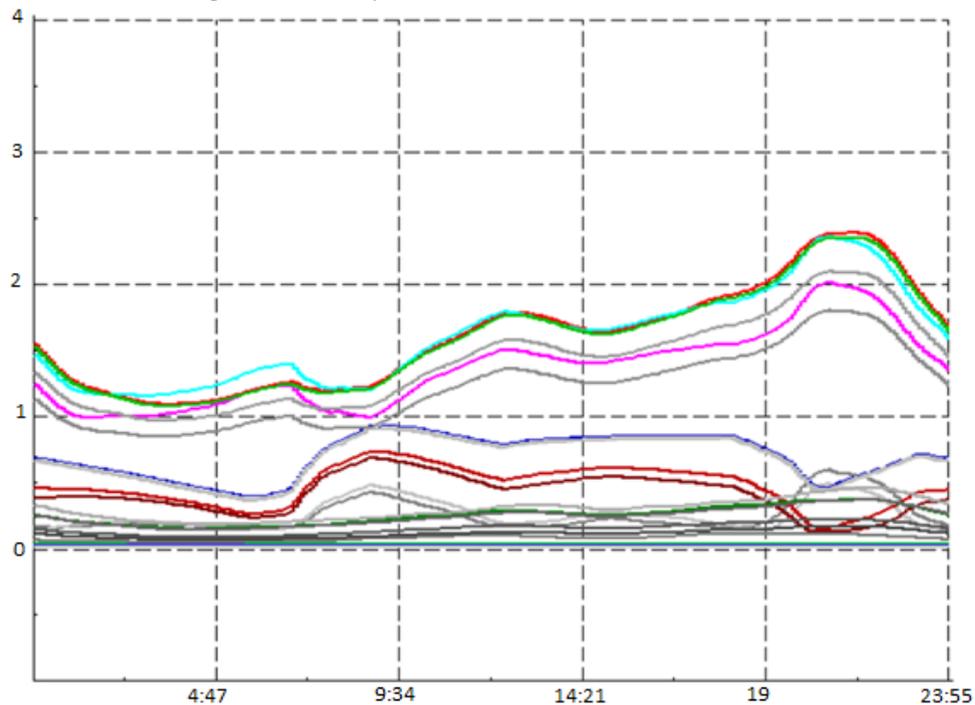


Figura 101. Carga de líneas con sistema eólico (enero) [%].

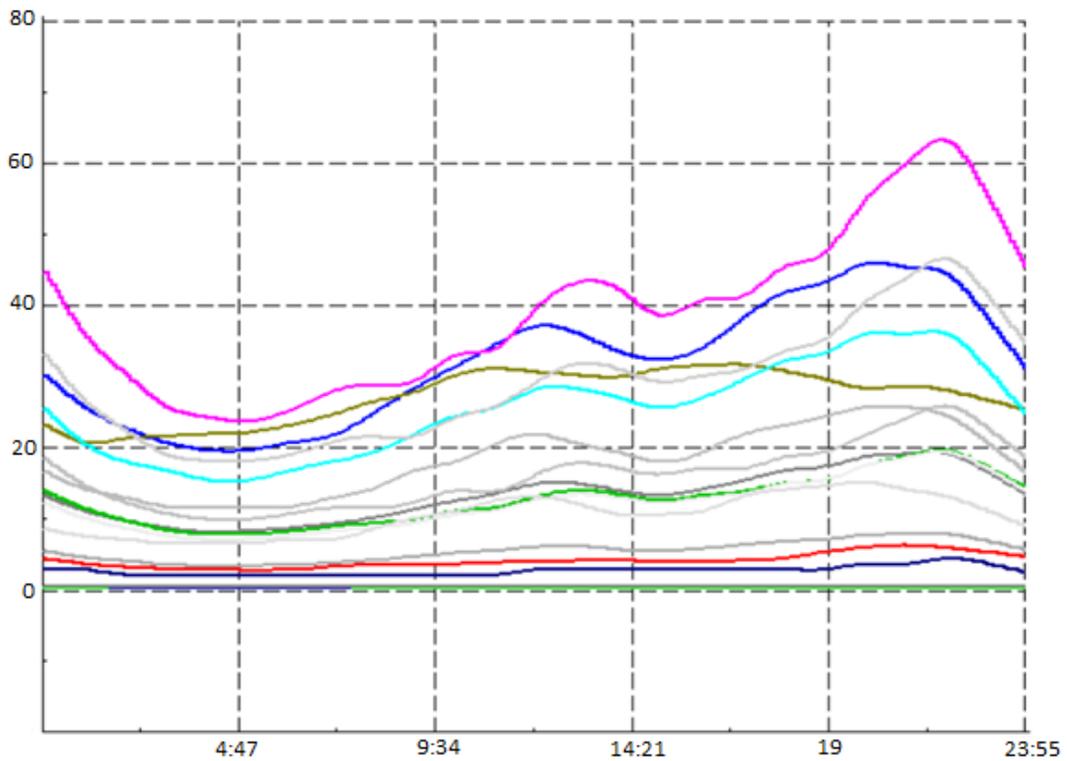


Figura 102. Carga de transformadores con sistema eólico (enero) [%].

La generación se triplicó por lo que la carga del sistema aumenta en gran medida, llegando a un 200% aproximadamente, sin embargo, el sistema sigue estando por debajo del límite de 80%.

4.4.5.3. Pérdida de potencia

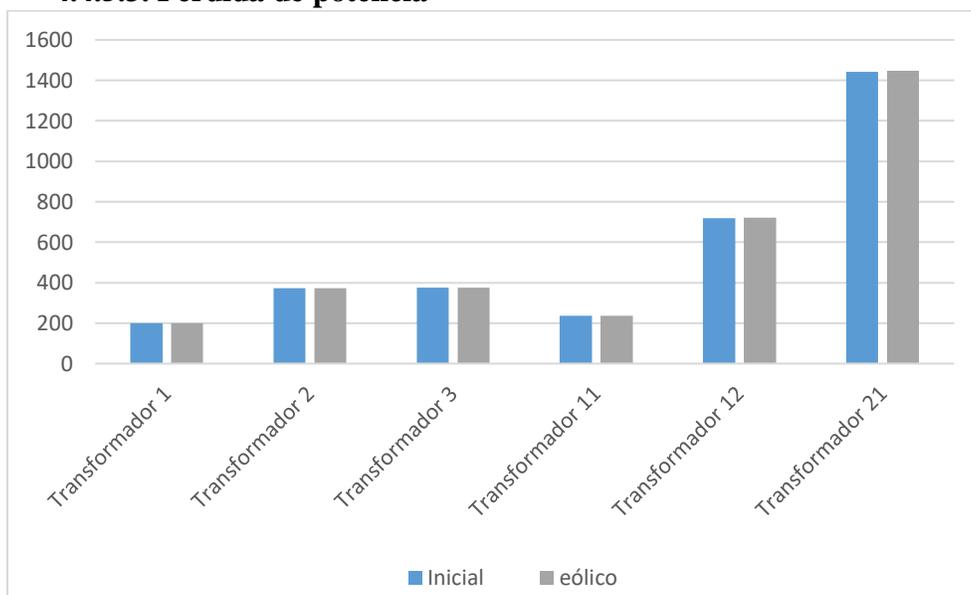


Figura 103. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistema eólico 1 (enero) [W].

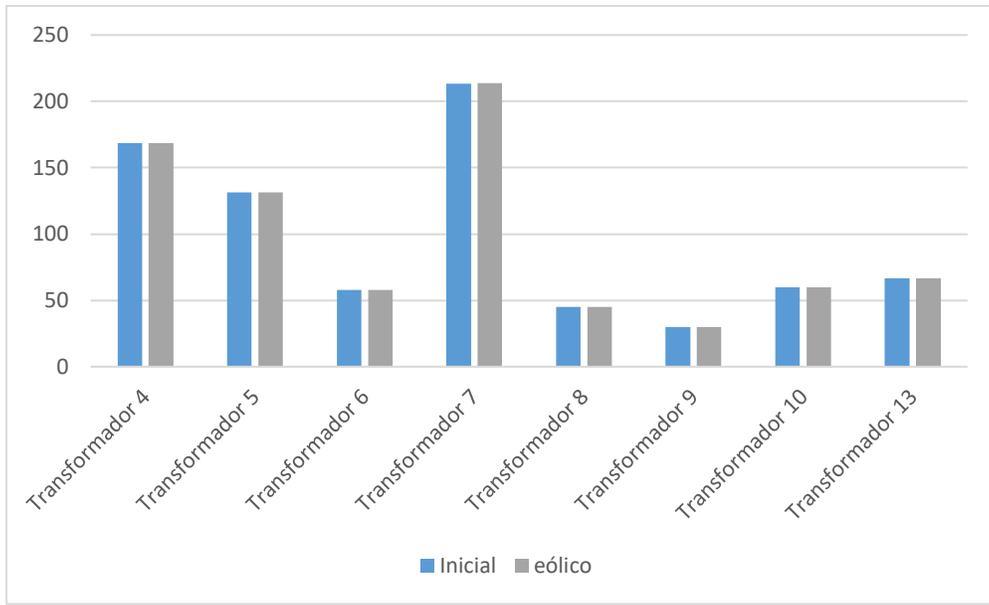


Figura 104. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistema eólico 2 (enero) [W].

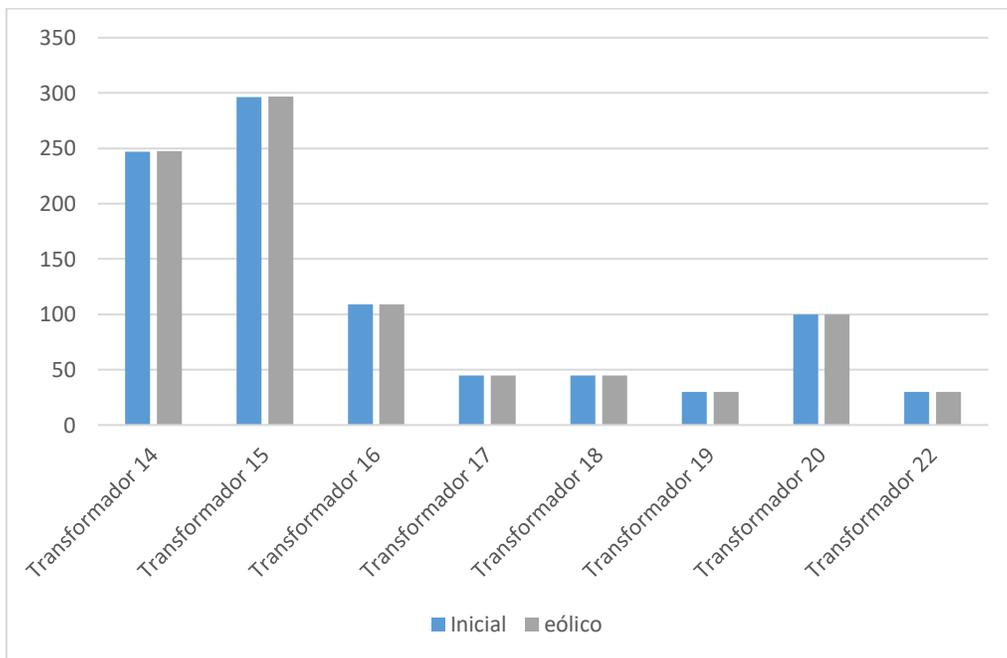


Figura 105. Pérdida de potencia activa en los transformadores con sistema eólico 3 (enero) [W].

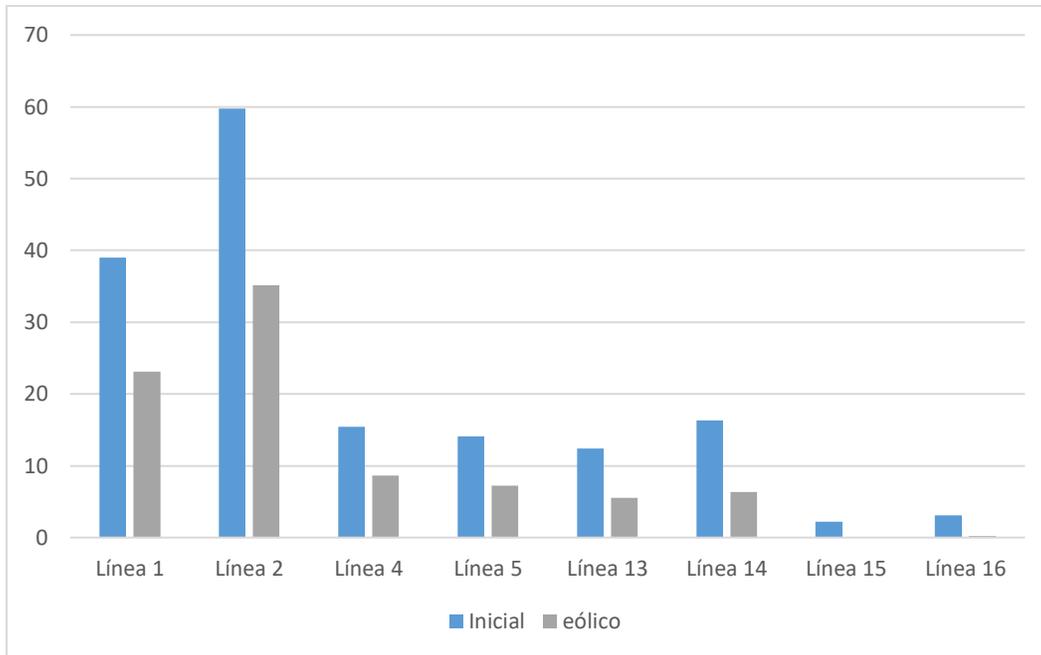


Figura 106. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistema eólico 1 (enero) [W].

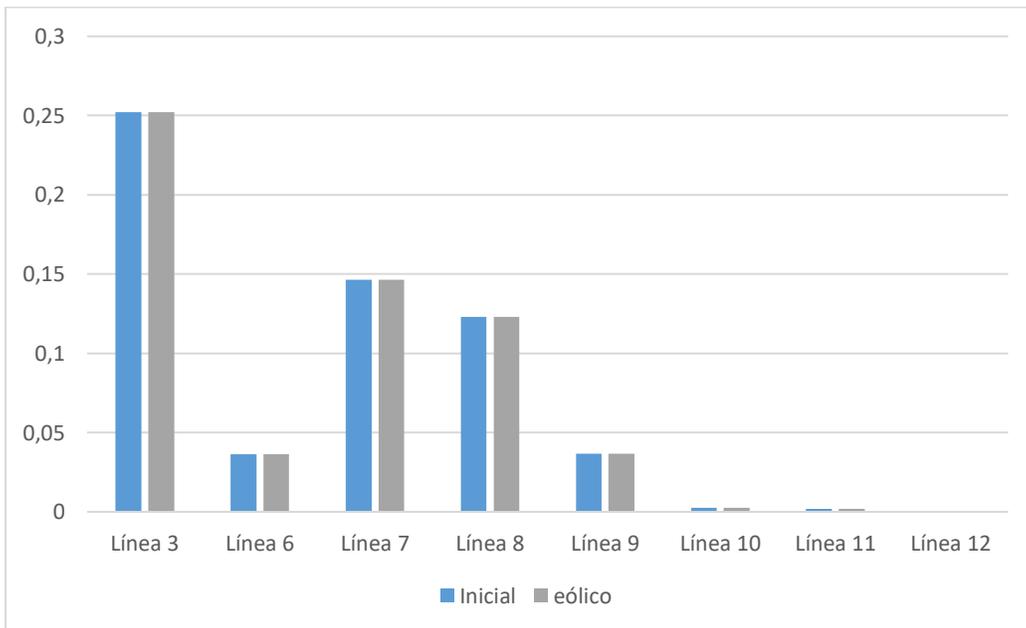


Figura 107. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistema eólico 2 (enero) [W].

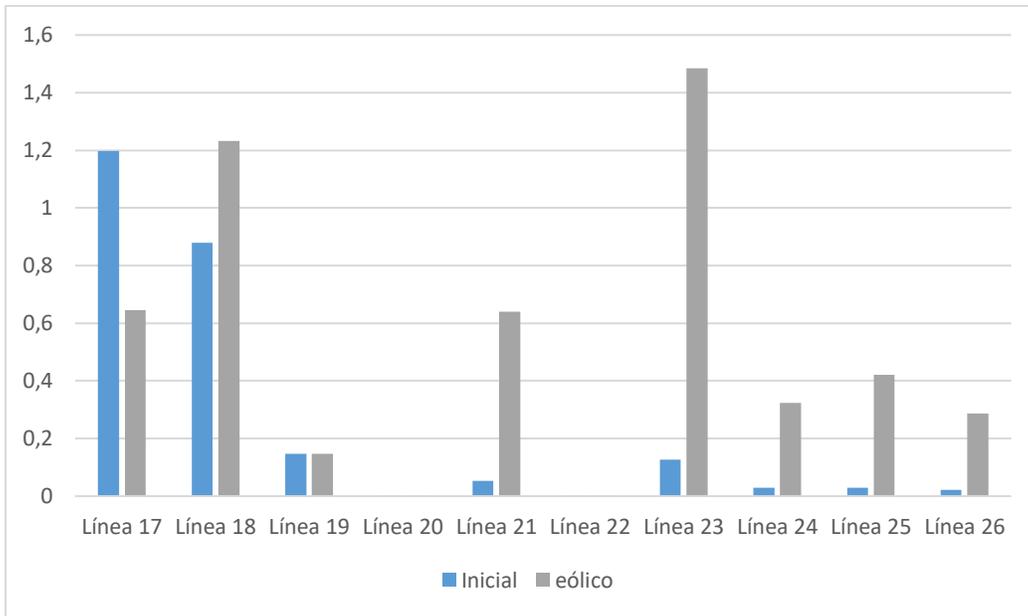


Figura 108. Pérdida de potencia activa en las líneas con sistema eólico 3 (enero) [W].

En este mes hay mayor generación eólica y las líneas que se encuentran conectadas próximas al mismo aumentan las pérdidas en gran medida, más de 100%, mientras que en otras líneas se reduce 40%.

4.4.5.4. Cortocircuito

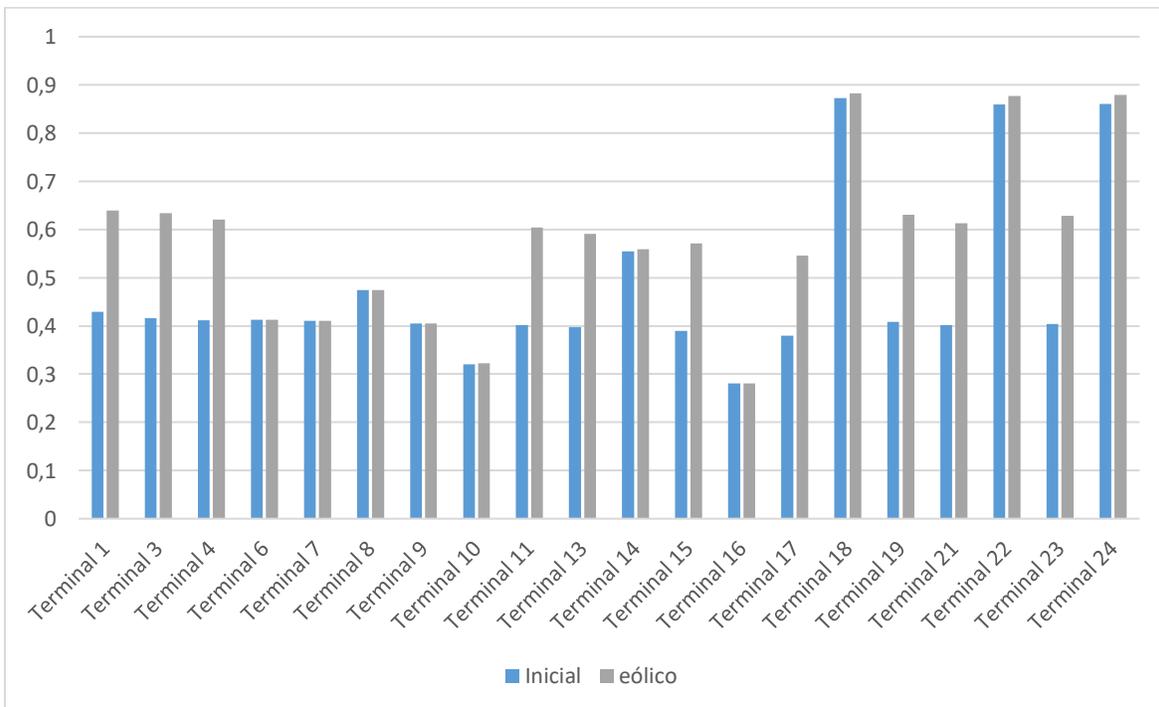


Figura 109. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistema eólico 1 (enero) [kA].

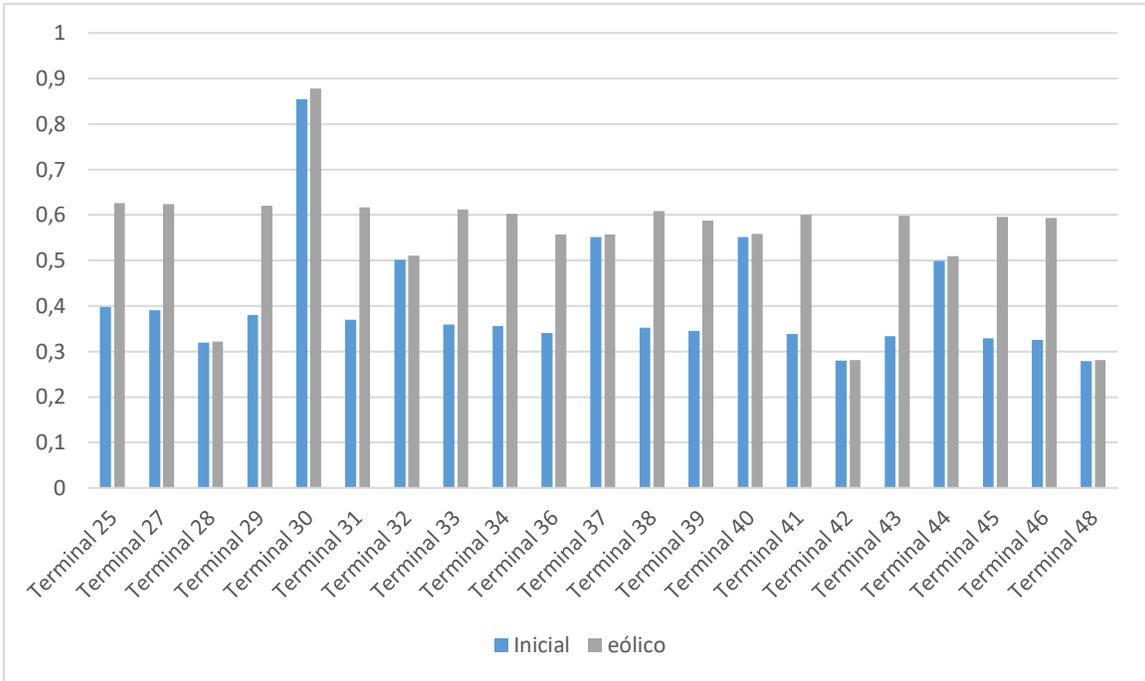


Figura 110. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistema eólico 2 (enero) [kA].

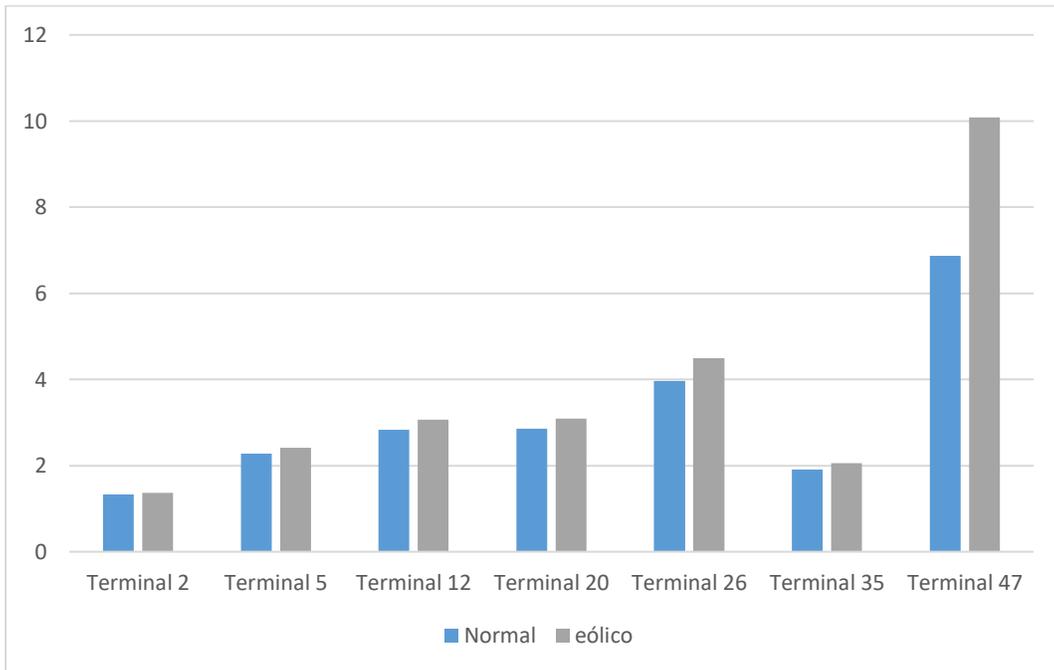


Figura 111. Corriente de cortocircuito trifásico en barras con sistema eólico 3 (enero) [kA].

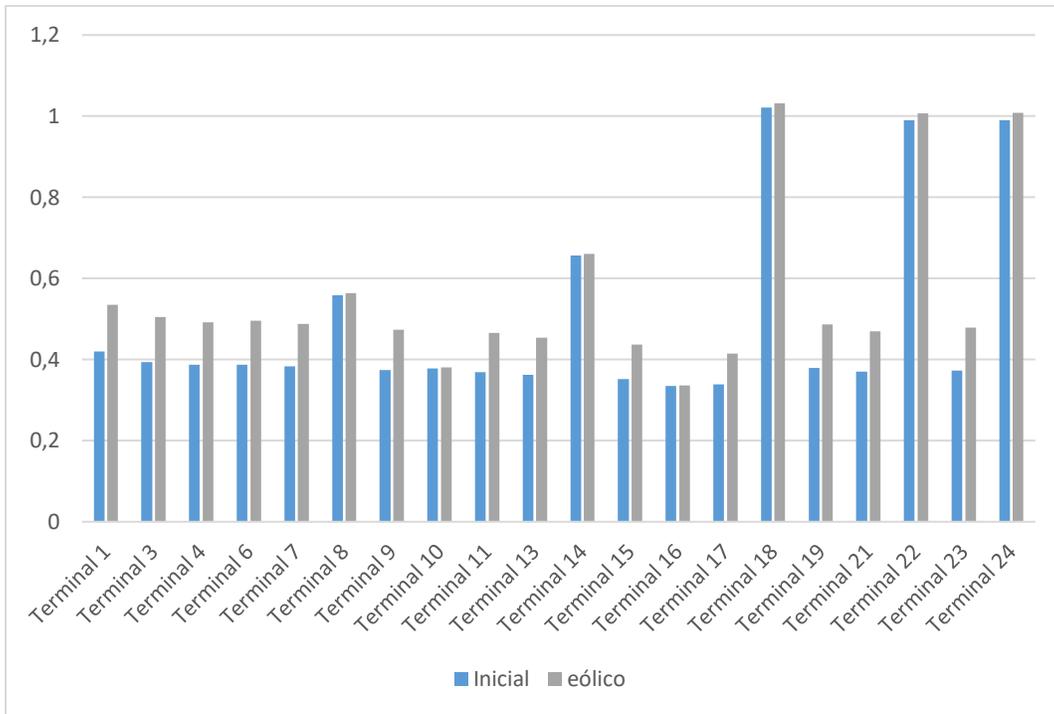


Figura 112. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistema eólico 1 (enero) [kA].

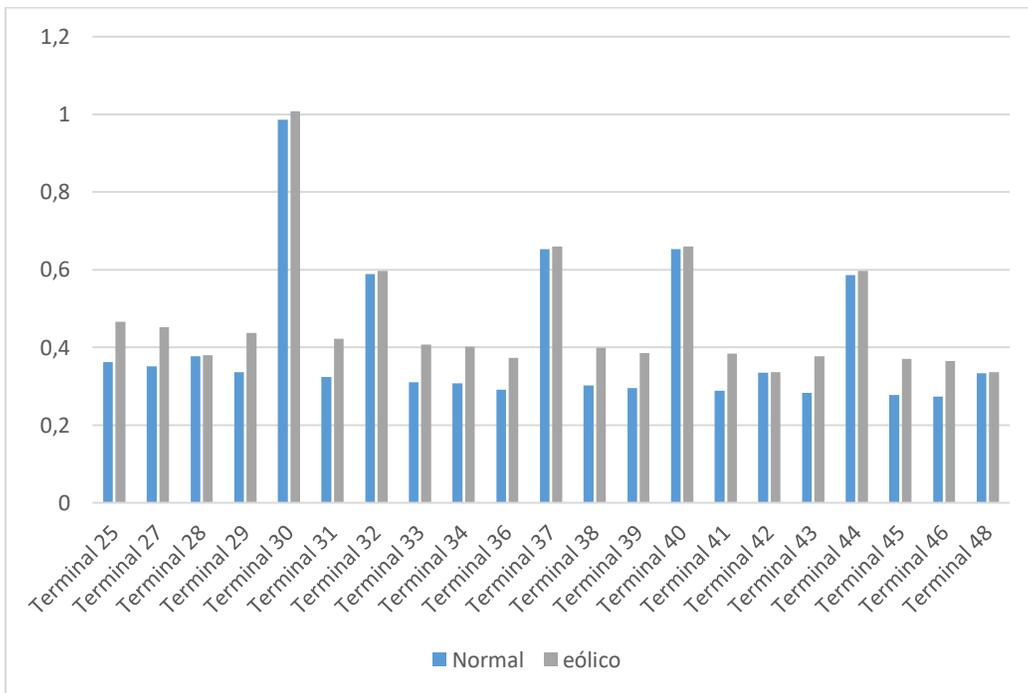


Figura 113. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistema eólico 2 (enero) [kA].

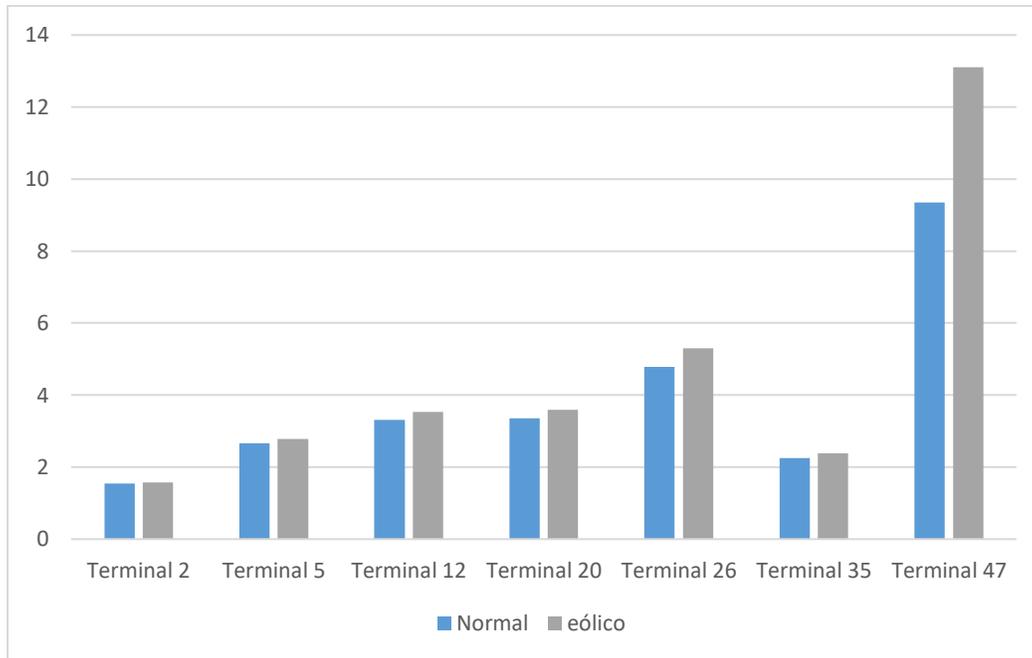


Figura 114. Corriente de cortocircuito monofásico en barras con sistema eólico 3 (enero) [kA].

Al igual que en el mes de mayo las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico aumentan en igual porcentaje

CONCLUSIÓN

Los modelos propuestos de fuentes fotovoltaicas y eólica funcionan correctamente y se establecieron los pasos para determinar el impacto de la generación de fuentes renovables en sistemas eléctricos, por medio de diferentes análisis con DigSILENT.

Las fuentes de energía renovables aportan al aumento de tensión en las barras del sistema. Cuando se conectan los paneles fotovoltaicos al sistema de Río Colorado, en el mes de junio, las barras de media tensión aumentan su valor en un 0,12% y las barras de baja tensión 0,23% durante el tiempo de generación, de 6 am hasta 5 pm aproximadamente. Durante el mes de enero donde la generación es mayor debido al aumento de la disponibilidad del recurso natural, las tensiones en barra de media aumentan 0,2% y las de baja 0,35%.

Por otra parte, el aporte al conectar el generador eólico es menor. Las tensiones en barras de media tensión aumentan 0,05% en el mes de mayo y 0,1% en el mes de enero; mientras que las barras de baja tensión en ambos meses no poseen una gran variación, solo 0,01%.

Al conectar la FER se redistribuye la carga en la red y algunos componentes disminuyen su carga mientras que otros aumentan. Con paneles fotovoltaicos en junio, el 30% de las líneas de la red de Río Colorado aumentan su carga 11% y el resto de las líneas reducen su carga 45%. Mientras que los transformadores el 65% reducen su carga 8% y los demás aumentan 8%. Durante el mes de enero, la proporción de líneas que reducen y aumenta su carga se mantienen, pero ahora la reducción es de 40% y el aumento es de 31%. Además, los transformadores, el 40% aumenta su carga 18% y en el 60% se reduce 3%.

En cuanto a la carga con generador eólico, en el 60% de las líneas en el mes de mayo se reduce 20% y en las demás aumenta 55%. Para el mes de enero, con mayor generación, el 55% de las líneas reduce su carga 20% mientras que el 45% aumenta un 200%. La variación de la carga de los transformadores con aerogenerador conectado es menor tanto para el mes de mayo como el de enero, en promedio se reduce un 1,5% para el primero y aumenta 0,05% para el segundo.

En el mes de junio, los sistemas fotovoltaicos reducen las pérdidas en dos transformadores 15% en promedio mientras que el resto solo aumenta 0,25%. Al mismo tiempo, el 45% de las líneas reducen sus pérdidas un 90% y en el resto aumentan 15%. A diferencia de este mes, en enero los transformadores en promedio aumentan 1% sus pérdidas, y en el 50% las líneas las pérdidas aumentan 80% en tanto que en el otro 50% se reducen 70%.

Con generador eólico en el mes de mayo la mitad de las líneas reducen sus pérdidas 35% y la otra mitad aumenta 30%. Por otra parte, en el mes de enero las líneas que se encuentran próximas al aerogenerador aumentan sus pérdidas más de un 100% y en el resto se reducen 40%. El generador eólico no produce un gran cambio en las pérdidas de los transformadores, en promedio aumentan 0,02% y 0,1% para el mes de mayo y enero, respectivamente.

Las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico, se mantienen constantes con la conexión de generadores fotovoltaicos, tanto para el mes de junio como para el mes de enero. Con generador eólico las corrientes de cortocircuito trifásico aumentan 35% y las de cortocircuito monofásico 17%, ya sea para el mes de mayo como para el mes de enero.

El aporte de las FER solares en el sistema de Río Colorado es más favorable que el generador eólico. En promedio reducen más las pérdidas, mejoran las tensiones en las barras, y las corrientes de cortocircuito se mantienen constantes, por lo que su incorporación no involucra cambios en las protecciones del sistema.

REFERENCIAS

- [1] Global Solar Atlas, <https://globalsolaratlas.info/map?c=-38.961011,-64.086342,11&s=-38.995707,-64.103916&m=site>.
- [2] <https://es.weatherspark.com/y/28082/Clima-promedio-en-R%C3%ADo-Colorado-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o#Figures-WindSpeed>.
- [3] <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1682-hummer-h25.0-100kw>.
- [4] Cammesa, Procedimiento técnico N° 1: Estudios requeridos para la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte

BIBLIOGRAFÍA

1. Alam, M. (2014). Grid integration of solar photovoltaic resources: impact analysis and mitigation strategies. Tesis doctoral, Universidad de Wollongong de Australia
2. Farret, F. and Godoy, M. (2006). Integration of Alternative Sources of Energy. NJ, USA.
3. Freris, L. and Infield, D. (2008). Renewable Energy in Power Systems. West Sussex, UK
4. Funabashi, T. (2016). Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems, implementation, operation and control. Nagoya, Japan.
5. Hossain, J. and Mahmud, A. (2014). Renewable Energy Integration, challenges and solutions. New South Wales, Australia
6. Oskouei, M. and Mohammadi-Ivatloo, B. (2019). Integration of Renewable Energy Sources Into the Power Grid Through PowerFactory. Cham, Switzerland.
7. Norma AEA 92559-3-1: Redes eléctricas inteligentes. Sistemas de generación de energía mediante fuentes renovables, conectadas a la red de distribución de baja tensión. Edición 2009.
8. Norma AEA 90865-1: Corrientes de cortocircuito. Cálculo de los efectos. Definiciones y métodos de cálculo. Edición 2016
9. Cammesa, Informe técnico, comportamiento de la demanda.
10. Renewables energy global status report (2021) REN21.