



Identificación del Trabajo	
Área:	Energía
Categoría:	Alumno
Regional:	San Francisco

Comparación de las pérdidas por efecto Joule en dos instalaciones fotovoltaicas conectadas a red según la ubicación del inversor

Gerardo Szwarc, Nicolás Rocchia

Grupo GISEner, Avenida de la Universidad 501(2400) San Francisco. Provincia de Córdoba. Facultad Regional San Francisco, UTN

E-mail de autores: gerardoszwarc@gmail.com, nicolasrocchia@gmail.com

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del M. Sc. Ing. Diego M. Ferreyra, en el marco del proyecto "Supervisión de parámetros operativos en instalaciones solares fotovoltaicas" (PID UTN ENTUIME0004313TC, 2016-2018, extendido hasta 2019)" dirigido por el Dr. Ing. Alejandro Pablo Arena.

Resumen.

Con la actual tendencia en Argentina hacia medios alternativos de generación distribuida, la energía solar fotovoltaica se ha perfilado como uno de los medios más aptos para instalaciones residenciales, comerciales e industriales. La expansión local de las tecnologías relacionadas implica la necesidad de implementar diversos estudios sobre su funcionamiento. En el presente trabajo se busca comparar y optimizar dos instalaciones solares fotovoltaicas con conexión a red, una residencial monofásica de 2 800 W de potencia nominal y otra de tipo industrial trifásica de 15 000 W de potencia, mediante la selección de conductores y ubicación del equipo inversor, extrapolando los datos de funcionamiento desde la instalación monofásica ubicada en UTN. Facultad Regional San Francisco.

Palabras Claves: Energía solar; Paneles fotovoltaicos; Optimización; Pérdidas

1. Introducción.

Con la actual tendencia en Argentina hacia medios alternativos de generación distribuida, la energía solar fotovoltaica se ha perfilado como uno de los medios más aptos para instalaciones residenciales, comerciales e industriales. La expansión local de las tecnologías relacionadas implica la necesidad de implementar diversos estudios sobre su funcionamiento.

El presente trabajo surge de la comparación entre una instalación fotovoltaica piloto de tipo monofásica implementada en UTN Facultad Regional San Francisco y una instalación trifásica propuesta en el marco de un proyecto industrial. Ambos casos se refieren a instalaciones de generación distribuida, con conexión a red. Para el cálculo, se parte de una distancia prefijada entre los paneles fotovoltaicos y la acometida a la red, la cual se encuentra condicionada por las sombras producidas por los elementos del entorno y la disposición edilicia. En algún punto intermedio se sitúa el inversor fotovoltaico con conexión a red, que convierte la energía de corriente continua

proporcionada por los paneles en energía de corriente alterna para su inyección a la red eléctrica.

El foco de este trabajo se centra en el análisis de las pérdidas por efecto Joule en los conductores del lado de corriente continua y del lado de corriente alterna, en función del punto de ubicación de dicho inversor, estas representan un 1,21 % de la energía generada en la instalación monofásica y un 4,63 % en la instalación trifásica. Las diferentes configuraciones de los paneles fotovoltaicos pueden implicar diferentes puntos de conveniencia, es decir, donde las pérdidas totales por efecto Joule se minimicen. La sección de conductores de ambos lados se selecciona exclusivamente en función de su corriente máxima admisible, sin contemplar un análisis exhaustivo de las caídas de tensión relacionadas.

2. Metodología.

La instalación monofásica está formada por un grupo generador de doce paneles solares fotovoltaicos, cubriendo una superficie aproximada de 20 m², con una eficiencia de 14,2 % (Brandoni, 2012), un equipo inversor con una eficiencia nominal del 95 % (eficiencia europea) (AEG, 2012). Esta ha sido dimensionada teniendo en cuenta el consumo promedio de un hogar, de aproximadamente 330 kW·h por mes (Righini, Grossi, 2011). En la Fig. 1 se muestran algunas imágenes de la instalación mencionada.



Figura 1: Imágenes de la instalación monofásica

El equipo inversor convierte la corriente continua en alterna y realiza las mediciones de diferentes variables de funcionamiento de la instalación, para este estudio las variables analizadas son: tensión en DC (corriente continua) (V_{DC}), corriente de alterna (I_{AC}), tensión en AC (corriente alterna) (V_{AC}) y potencia a la salida del inversor (P_{AC}).

Otra de las funciones que posee es la de desconexión automática al detectar ausencia de la red o valores fuera de lo normal. Esto es una medida de seguridad para evitar que se entregue energía a la red en caso de desconexión de la misma, ya sea desconectada por mantenimiento realizado por la empresa proveedora de energía o alguna falla de funcionamiento. También es función del inversor adecuar los valores de tensión, corriente y frecuencia para lograr el correcto sincronismo con la red y su adecuada conexión.

La instalación mencionada se encuentra dimensionada para un hogar promedio y los valores de pérdidas no son muy elevados (1,21 % de la energía total generada), además no presentan gran interés para un usuario residencial promedio, también se debe considerar que en este tipo de instalaciones se suele tener preferencia por la estética visual antes que la optimización. Es por ello que los valores de las variables analizadas son extrapolados a una instalación con una potencia pico de 15 000 W, la cual es trifásica y puede ser utilizada en un comercio o industria. Aun así se realizará el mismo estudio en ambas instalaciones a fin de obtener mejores conclusiones.

Según el desempeño habitual de estas instalaciones, muy pocas veces al año la potencia entregada por los paneles supera la potencia nominal del inversor. Esto fue comprobado al analizar los datos obtenidos de la instalación monofásica. Es por estos motivos, que es habitual sobredimensionar la instalación un 20 %, a fin de generar la mayor cantidad posible de energía. En este estudio se sobredimensiona el grupo generador de la instalación trifásica, obteniendo una potencia nominal de 18 000 W, mientras que la potencia nominal del inversor es de 15 000 W.

Otra diferencia importante a tener en cuenta, es que la instalación monofásica de la cual se obtiene las características de funcionamiento (de aquí en más instalación A) posee una única entrada para DC, mientras que la instalación trifásica a la cual se extrapolan los datos (de aquí en más instalación B) dispone de dos entradas para DC. Esto influirá en la selección de los conductores y los valores de corriente que circularán por los mismos. En la tabla I se muestran los principales datos de la instalación A (Brandoni, 2012) (AEG, 2012), mientras que en la tabla II se muestran los de la instalación B (CanadianSolar, 2014) (SMA.s.f.).

Tabla I: Características de la instalación A.

Paneles		Inversor	
Potencia	235 W	Potencia	2 800 W
V_{DC} (Vacío)	37,18 V	V_{DC} máxima	500 V
V_{DC} (Carga)	29,78 V	Rango de voltaje MPPT	150 a 450 V
I_{DC}	7,94 A	I_{DC} máxima	1 × 13 A
Eficiencia	14,2 %	V_{AC}	220 V
Dimensiones	1661 × 997 × 42 mm	Frecuencia	50 Hz
Cantidad de paneles	12	I_{AC} máxima	9 A
Superficie total cubierta	19,9 m ²	Eficiencia europea	95 %

Tabla II: Características de la instalación B.

Paneles		Inversor	
Potencia	250 W	Potencia	15 330W
V _{DC} (Vacío)	37,2 V	V _{DC} máxima	1 000 V
V _{DC} (Carga)	30,1 V	Rango de voltaje MPPT	240 a 800 V
I _{DC}	8,3 A	I _{DC} máxima	2 × 33 A
Eficiencia	15,4 %	V _{AC}	220 / 380 V
Dimensiones	1 638 × 982 × 40 mm	Frecuencia	50 Hz
Cantidad de paneles	72	I _{AC} máxima	29 A
Superficie total cubierta	236,2 m ²	Eficiencia europea	98 %

Para la instalación A los paneles se conectan en serie, obteniendo una tensión en DC bajo carga de 357,36 V, con una corriente de 7,94 A. La conexión de los paneles de la instalación B se realiza en cuatro series de 18 paneles cada una, a su vez, las series se conectan en paralelo, formando dos grupos de 36 paneles. Estos grupos se conectan en las dos entradas que posee el inversor para DC, obteniendo una tensión en carga de 541,8 V, con una corriente de 16,6 A.

Para ambas instalaciones se debe prever que la tensión a la cual se somete el inversor en vacío no debe superar la tensión máxima admitida (V_{DC} máxima) aún a bajas temperaturas (-10 °C) (PVSyst, 2015) esto se verifica utilizando la fórmula 1:

$$V_{0C(-10^{\circ}C)} = V_{0C} * n * (1 + \alpha * \Delta t) \quad (1)$$

Donde:

V_{0C}: Tensión de vacío en DC (37,2 V)

n: Cantidad de paneles en serie por cada grupo (18)

α: Coeficiente térmico para la tensión (-0,0034 1/K)

Δt: Variación de temperatura (-10 °C a 25 °C)

Se obtiene una tensión de 499,25 V para la instalación A y de 749,28 V para la instalación B a una temperatura de -10 °C, lo cual verifica la correcta operación de ambos inversores aún en condiciones adversas.

Dentro de las variables de funcionamiento de la instalación A mencionadas en un inicio, no se encuentra el valor de I_{DC} (valor de corriente de DC). Esto se debe a que el inversor no toma esta medición, por lo tanto se obtiene mediante cálculos. La potencia nominal se divide por la eficiencia de acuerdo a la curva de eficiencia - potencia propia del inversor y luego se divide por la tensión de continua correspondiente (EDMINISTER, 2004).

Para la extrapolación de I_{DC} de la instalación A, a la instalación B, se supone un método lineal dado que este valor depende de las condiciones climáticas, las cuales afectan en igual manera a ambas instalaciones si se consideran ubicadas en la misma zona geográfica, por lo tanto es de esperar que la máxima circulación de corriente se

produzca en los mismos momentos del día y los mismos días del año para ambas instalaciones.

Para I_{AC} primero se extrapola la tensión del grupo generador de forma lineal, teniendo en cuenta la tensión nominal de los paneles y la cantidad que se encuentran conectados en cada serie. Luego se obtiene la potencia de DC mediante la fórmula correspondiente, se la afecta por la eficiencia del inversor obtenida de la curva eficiencia - potencia propia del equipo para obtener la potencia entregada por el mismo en AC. Finalmente se aplica la fórmula de potencia trifásica con el fin de calcular la corriente de alterna. Estos procedimientos mencionados se aplican a todos los valores que asumen las variables I_{AC} y P_{ac} de la instalación A, los cuales son obtenidos por medio del inversor cada tres minutos durante todo el año 2017.

Para la instalación A se utiliza la distancia real de cableado, 30 m, la cual abarca desde la salida de los paneles hasta la acometida a la red eléctrica, compuesta de dos secciones una con DC que se extiende desde la salida de los paneles hasta la entrada del inversor y otra con AC cuya extensión abarca desde la salida del inversor hasta la acometida a la red. Mientras que en base a experiencia práctica se considera una distancia de 100 m para la instalación B, la cual también debe ser distribuida entre DC y AC. Como se puede notar el equipo inversor determina la división de las dos secciones, y es su ubicación la que determinará la optimización mediante la reducción de pérdidas en los conductores por efecto Joule.

Para la instalación A se utilizan conductores de sección de 4 mm^2 , dado que son los utilizados en la instalación real, mientras que para la instalación B se seleccionan conductores de sección de 4 mm^2 para DC y de 6 mm^2 para AC. Si bien la máxima corriente admitida en los conductores según los datos aportados por el fabricante permite que se utilicen conductores con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ para DC, utilizar los conductores de 4 mm^2 permite reducir un 37,97 % de pérdidas con respecto los conductores mencionados. Para el caso de AC los conductores seleccionados son de 6 mm^2 en base a la máxima corriente que puede entregar el inversor y la máxima corriente admitida en el conductor según los datos del fabricante (IMSA, 2015).

Además de tener en cuenta la máxima corriente admitida por norma en cada conductor, se debe considerar que la caída de tensión no sea excesiva (IDEA 2011). El incremento de la caída de tensión en DC produce que la generación se detenga antes de lo previsto teóricamente, dado que el inversor requiere de un valor de tensión DC mínimo para funcionar, disminuyendo la cantidad de horas de generación y por lo tanto la energía generada. En AC el incremento de la caída de tensión producirá que el inversor deba generar una tensión superior a la de la red para garantizar la correcta conexión con la misma.

En la instalación A la caída de tensión en carga es de 2,79 % para el caso más desfavorable en DC es decir, cuando el inversor se encuentra a la máxima distancia posible del grupo generador, mientras que para el caso más desfavorable en AC, es decir, cuando el inversor se encuentra a la menor distancia posible del grupo generador es de 4 %. En una situación extrema la ubicación más desfavorable del inversor se produce cuando se encuentra muy cerca del grupo generador.

Para la instalación B en el caso más desfavorable para DC la caída de tensión en carga es de 6,13 %, mientras que para AC este valor es de 4,88 %, en esta instalación

la situación extrema más desfavorable se produce cuando el inversor se encuentra muy lejos del grupo generador.

Los cálculos mencionados anteriormente son aplicados a los datos de todo un año (2017) obtenidos del inversor de la instalación A, estos son entregados cada tres minutos. Por lo tanto para la obtención de la energía perdida se aplica la fórmula correspondiente a cada valor de corriente, considerando que este es constante durante estos tres minutos.

3. Resultados.

En la figura 2 se muestran las pérdidas producto del efecto Joule en función de la distancia L a la cual se encuentra el inversor con respecto al grupo generador. En la figura 3 se muestra las pérdidas que se producen en la instalación B en función de la distancia L.

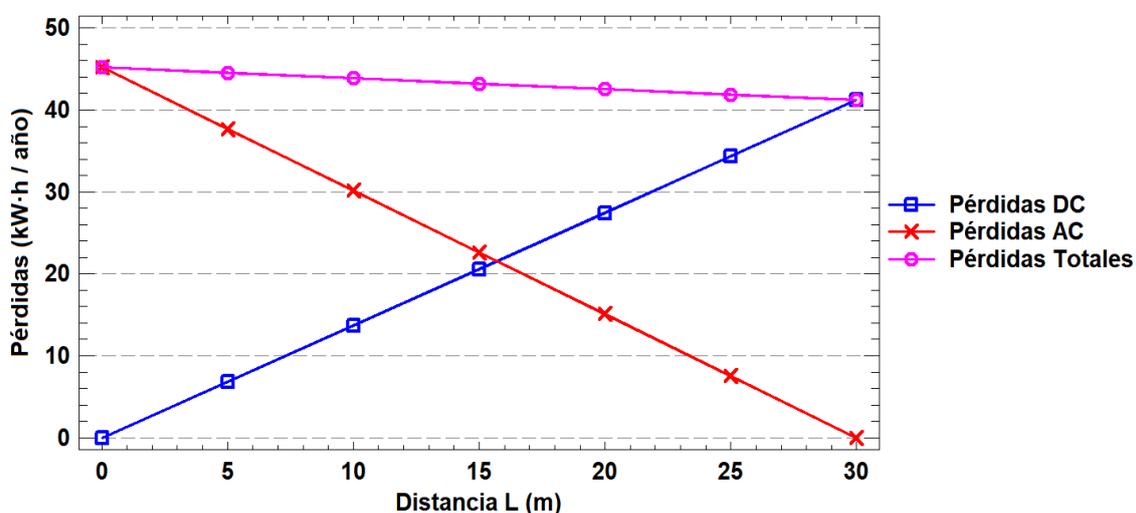


Figura 2: Gráfico de pérdidas de la instalación A en función de la distancia L a la cual se ubica el inversor.

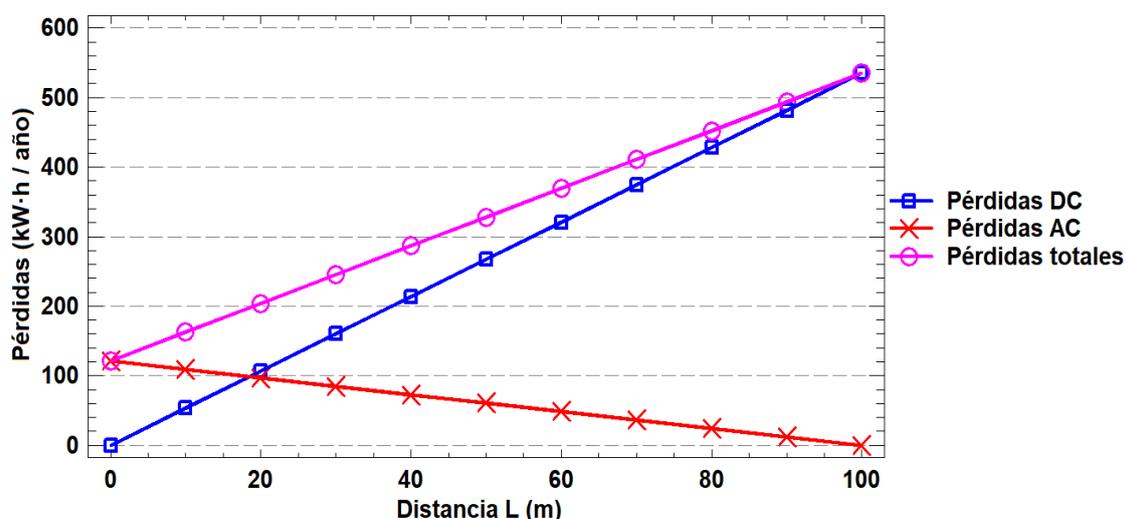


Figura 3: Gráfico de pérdidas de la instalación B en función de la distancia L a la cual se ubica el inversor.

En las figuras 2 y 3 se observa que en ambas instalaciones la tendencia del punto de mayor conveniencia para la ubicación del inversor es contraria. En el caso de la instalación monofásica implementada, el inversor debería estar lo más cerca posible de la red donde se inyecta la energía, mientras que, en la instalación trifásica proyectada, el inversor debería ubicarse lo más cerca posible de los paneles fotovoltaicos a fin de minimizar las pérdidas por conducción.

La correcta ubicación del inversor permite reducir en un 8,89 % las pérdidas de la instalación A y en un 22,63 % las pérdidas de la instalación B, ambas comparadas con el caso más desfavorable para cada instalación. Dado que físicamente no es posible conectar el inversor directamente a la salida de los paneles o a la acometida de la red, se debe considerar una distancia adecuada para la conexión del inversor con la red o con los paneles, lo cual influye en las pérdidas y en la caída de tensión.

En la instalación A la optimización planteada permite reducir las pérdidas totales de la energía generada de un 1,21 % a un 1,11 %, mientras que para la instalación B esta reducción es de un 4,63 % a un 1,57 % de la energía total generada, en ambos casos comparando la ubicación del inversor más desfavorable con la ubicación más óptima. Tal como se mencionó anteriormente, la optimización en instalaciones domiciliarias no genera un gran impacto, principalmente al tener en cuenta que muchas veces, la estética visual es de importancia para el usuario. Sin embargo, en instalaciones de mayor potencia, las pérdidas también son mayores y por ende más importantes.

4. Discusión.

Mediante el método planteado y utilizado se logró comparar dos instalaciones, una de tipo residencial monofásica ubicada en UTN. Facultad Regional San Francisco, dimensionada para un hogar promedio de consumo aproximado de 330 kW·h por mes con una potencia nominal de 2 800 W (instalación A) y otra trifásica con una potencia nominal de 18 000 W, en la cual el grupo generador se encuentra sobredimensionado un 20 % para garantizar el máximo aprovechamiento de la capacidad del inversor (instalación B). También se extrapolaron los datos obtenidos por medio del equipo inversor de la instalación A a la instalación B, obteniendo una base para el cálculo de las pérdidas en los conductores por efecto Joule, lo cual permite encontrar la correcta ubicación del inversor a fin de reducir dichas pérdidas. También se estableció un criterio para la selección de los conductores a fin de garantizar una caída de tensión dentro de los límites adecuados sin utilizar una sección excesiva de los mismos debido al costo que produciría.

En la instalación monofásica, la tensión de circuito abierto de la serie de paneles alcanza un 89,23 % de la máxima tensión admitida a la entrada del inversor (500 V). Por el contrario, en la instalación trifásica, la tensión de circuito abierto de cada serie de paneles llega a un 66,96 % de la tensión máxima admitida por el inversor trifásico (1000 V). Esta configuración implica que, para una misma potencia fotovoltaica, la corriente circulante por el lado de corriente continua es diferente (en relación inversa con la tensión de DC correspondiente), también implica que se podría generar una configuración diferente en la conexión de los paneles, para obtener una tensión de DC diferente, afectando directamente las pérdidas por efecto Joule en los conductores de DC.

5. Conclusión.

Se concluye entonces que la proporción de tensión de corriente continua en relación con la tensión máxima de entrada podría ser uno de los más determinantes en cuanto a la ubicación óptima del inversor. De todos modos, también restaría contemplar la incidencia de las limitaciones que se impongan a las caídas de tensión: en caso de requerir una caída de tensión más reducida en el lado de continua o en el de alterna, se debería incrementar la sección de los conductores del lado correspondiente, lo cual modificaría la resistencia óhmica en ese tramo y por ende las pérdidas por efecto Joule relacionadas.

Para instalaciones residenciales monofásicas la optimización pierde importancia frente a otros puntos que pueden ser considerados importantes por el usuario, como por ejemplo la estética visual, mientras que en instalaciones de mayor potencia la correcta optimización implica menores pérdidas, mayor generación y menor plazo de amortización de la instalación.

Bibliografía.

- Brandoni Paneles Solares, (2012) "Modulo FV BRP6360064-XXX"
- AEG Power Solutions GmbH, (2012). "Protect PV 2000 & 2800 On-Grid Solar Inverter. Operating Instructions", Warstein-Belecke (Germany)
- Righini R, Grossi Gallegos H, (2011) (págs. 11-161) "Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado un ángulo óptimo en la República Argentina", Actas del IV Congreso Nacional/Tercero Iberoamericano sobre Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía (HYFUSEN)
- CanadianSolar, Quarteck, (2014) CS6P "PV Module Product Datasheet I V5.0_EN"
- SMA Solar Technology (s.f.), "STP15000TL-30-DEN1622-V30"
- PVSyst - Diseño del proyecto, primeros pasos, (2015)
<https://ingelibreblog.wordpress.com/2015/02/04/pvsyst-diseno-del-proyecto-primeros-pasos/>
- EDMINISTER, Joseph A. (2004), Circuitos eléctricos. 3a. ed. McGraw-Hill
- IMSA, Conductor Plastix CF, (2015). "Cables unipolares de cobre extra flexibles aislados con PVC Noflamex® ecológico"
- IDAE, (2011) Instalaciones de energía solar fotovoltaica, Pliego de Condiciones Técnicas Conectadas a Red - PCT-C-Rev - julio 2011
- Demanda Real del SADI y Regionales: <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>